

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
CENTRO DE CIÊNCIAS MATEMÁTICAS E DA NATUREZA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA

Renata Leonhardt

**IMPACTO DE PARTICIONAMENTOS DE POROSIDADE EM ESTIMATIVAS DE
PERMEABILIDADE UTILIZANDO PERFIS DE POÇO DE RESSONÂNCIA MAGNÉTICA
NUCLEAR, DO CAMPO DE TUBARÃO MARTELO, BACIA DE CAMPOS**

**Trabalho de Conclusão de Curso
(Geologia)**

UFRJ
Rio de Janeiro
2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
CENTRO DE CIÊNCIAS MATEMÁTICAS E DA NATUREZA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA

Renata Leonhardt

**IMPACTO DE PARTICIONAMENTOS DE POROSIDADE EM ESTIMATIVAS DE
PERMEABILIDADE UTILIZANDO PERFIS DE POÇO DE RESSONÂNCIA MAGNÉTICA
NUCLEAR, DO CAMPO DE TUBARÃO MARTELO, BACIA DE CAMPOS**

Trabalho de Conclusão de Curso de
Graduação em Geologia do Instituto de
Geociências, Universidade Federal do Rio de
Janeiro – UFRJ, apresentado como requisito
necessário para obtenção do grau de Geólogo.

Orientador:
Prof. Dr. Fábio André Perosi

UFRJ
Rio de Janeiro
2019

LEONHARDT, Renata

Impacto de Particionamentos de Porosidade em Estimativas de Permeabilidade Utilizando Perfis de Poço de Ressonância Magnética Nuclear, do Campo de Tubarão Martelo, Bacia de Campos. Renata Leonhardt – Rio de Janeiro: UFRJ – IGeo, 2019.

Trabalho de Conclusão de Curso (Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2019.

Orientador: Prof. Dr. Fábio André Perosi

1. Geologia. 2. Petrofísica – Trabalho de Conclusão de Curso. I. Fábio André Perosi. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia. III. **Impacto de Particionamentos de Porosidade em Estimativas de Permeabilidade Utilizando Perfis de Poço de Ressonância Magnética Nuclear, do Campo de Tubarão Martelo, Bacia de Campos.**

Examinada por:

Prof. Dr. Fábio André Perosi

Prof. Dr. Gerson Cardoso da Silva Júnior

Geóloga Me. Raíssa Maria Siqueira da Silva

Rio de Janeiro, RJ

Julho de 2019

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, Fábio André Perosi, pelo apoio e disposição nesta e nas próximas etapas de minha vida acadêmica.

Aos colegas da Schlumberger, Giovanna Carneiro e Patrick Machado, pela ajuda e disposição em solucionar minhas dúvidas relacionadas a Ressonância Magnética Nuclear.

A minha gerente, Nadege Bize Forest, pela oportunidade, apoio e tempo cedido para que este trabalho fosse finalizado.

A minha amiga, e atual colega de trabalho, Laura Lima, pelas discussões enriquecedoras e companheirismo.

“Dreams don’t work unless you do”
(Autor desconhecido)

RESUMO

LEONHARDT, R. **Impacto de Particionamentos de Porosidade em Estimativas de Permeabilidade Utilizando Perfis de Poço de Ressonância Magnética Nuclear, do Campo de Tubarão Martelo, Bacia de Campos**, 2019. 60 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

A permeabilidade (K) é uma das mais importantes propriedades das rochas reservatório para a exploração de hidrocarbonetos. Ela pode ser medida em laboratório, seguindo as leis de Darcy, entretanto, não pode ser diretamente medida por perfis de poço. Diferentes equações empíricas foram propostas para estimar a permeabilidade a partir de medidas de porosidade de perfis de Ressonância Magnética Nuclear. Dentre estas, estão as equações, K_{SDR} e K_{MACRO} , avaliadas neste trabalho, a última que possui maior sensibilidade a presença de macroporos nas rochas. Desta forma, quando o reservatório é composto por rochas carbonáticas, devido a sua heterogeneidade e a possibilidade da existência de macroporos, há a alternativa de se utilizar a equação K_{MACRO} . Contudo, esta equação é fortemente influenciada pelo resultado do particionamento da porosidade em micro, meso e macroporos. Consequentemente, para obtenção de bons resultados de permeabilidade em rochas ricas em macroporos é crucial a obtenção de bons resultados de particionamento de porosidade. Desta forma, o objetivo deste trabalho está na utilização de dados de Ressonância Magnética Nuclear (RMN) de reservatórios carbonáticos do Campo de Tubarão Martelo, na Bacia de Campos, a fim de se discutir o impacto de dois métodos de particionamento de porosidade, T_2 Cutoff e CIPHER, na estimativa de permeabilidade obtida através da equação K_{MACRO} . Adicionalmente, avaliar-se os impactos de variações em parâmetros das equações K_{SDR} e K_{MACRO} , comparando com os diversos valores propostos na literatura. Para a obtenção das estimativas, primeiramente foi realizado um processamento dos dados de RMN, seguido pelo particionamento da porosidade através dos métodos T_2 Cutoff e CIPHER, e por fim, a permeabilidade foi calculada através das equações K_{SDR} e K_{MACRO} . Os resultados consistiram em curvas de particionamento e permeabilidade, as quais foram discutidas e analisadas juntamente com os dados estatísticos obtidos a partir destas curvas. As conclusões obtidas a partir deste trabalho apontam o método de particionamento T_2 Cutoff como mais indicado para o cálculo da permeabilidade K_{MACRO} , devido as incertezas associadas ao método CIPHER. Além disso, conclui-se que a variação nos parâmetros das equações K_{SDR} e K_{MACRO} influenciam de maneira a subestimar ou superestimar os valores finais de permeabilidade. Contudo, dependendo do posicionamento da constante dentro da equação, os efeitos podem ser potencializados.

Palavras chave: Campo de Tubarão Martelo; particionamento de porosidade; Ressonância Magnética Nuclear; permeabilidade.

ABSTRACT

LEONHARDT, R. **Impact of Porosity Partitioning on Permeability Using Nuclear Magnetic Resonance Well Logs, Tubarão Martelo Field, Campos Basin**, 2019. 60 p. Undergraduate Final Project (Geology) - Department of Geology, Institute of Geosciences, Federal University of Rio de Janeiro.

The permeability (K) is one of the most important properties of reservoir rocks for the exploration of hydrocarbons. It can be measured in the laboratory, following Darcy's laws, however, it cannot be directly measured by well logs. Different empirical equations were proposed to estimate the permeability using porosity measurements from well logs of Nuclear Magnetic Resonance. Between these equations, we have K_{SDR} and K_{MACRO} - equations evaluated in this work, the last one that has greater sensitivity to the presence of macropores. Thus, when the reservoir is composed of carbonate rocks, due to its heterogeneity and the possibility of having macropores, there is the alternative of using the K_{MACRO} equation. However, this equation is strongly influenced by the result of porosity partitioning in micro, meso and macropores. Consequently, to have good porosity partitioning results is crucial to obtain good permeability results in rocks with macropores. In this way, the objective of this work is the use of Nuclear Magnetic Resonance (NMR) data from carbonate reservoirs of the Tubarão Martelo Field, in the Campos Basin, to discuss the impact in the permeability estimation obtained by the equation K_{MACRO} using two porosity partitioning methods: T_2 Cutoff and CIPHER. Additionally, to evaluate the impacts of variations on the parameters of the K_{SDR} and K_{MACRO} equations, comparing with the several values proposed in the literature. To obtain these values, first was performed the processing of the NMR data, followed by partitioning the porosity through the T_2 Cutoff and CIPHER methods, and finally, the permeability was calculated using K_{SDR} and K_{MACRO} equations. The results consisted of partitioning and permeability curves, which were discussed and analyzed together with the statistical data obtained from these curves. As a conclusion of this work, the T_2 Cutoff was accepted as the most suitable partitioning method for the K_{MACRO} permeability, due to the uncertainties associated with the CIPHER method. In addition, it is concluded that the variation in the parameters of the equations K_{SDR} and K_{MACRO} influence the permeability data in a way to underestimate or overestimate these values. However, depending on the position of the constant within the equation, the effects can be potentialized.

Keywords: Tubarão Martelo field; porosity partitioning; Nuclear Magnetic Resonance; permeability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Localização do Campo de Tubarão Martelo (ANP, 2016)	4
Figura 2 - Seção geológica regional da Bacia de Campos (modificado de GUARDADO et al., 2000).	6
Figura 3 - Diagrama Estratigráfico da Bacia de Campos (WINTER et al., 2007). Destacado em vermelho a Fm. Imbetiba.	8
Figura 4 - Gráfico representativo da vazão de petróleo e gás ao longo dos anos de 2014 e 2015. (ANP, 2016)	11
Figura 5 - Esferas ilustrando um agrupamento cúbico com três tamanhos de grãos. (TIAB, 2012)	13
Figura 6 - Tipos de empacotamento: cúbico (em rosa) e romboédrico (em verde). É visível a diferença entre a porosidade de ambos empacotamentos. (TIAB, 2012)	13
Figura 7 - Desenho esquemático de uma amostra de rocha e as variáveis da equação de Darcy. (TIAB, 2012)	15
Figura 8 - O próton de hidrogênio pode ser visto como uma pequena esfera (1) que possui um movimento de giro (spin) em torno do seu próprio eixo (2). Por ser uma partícula carregada positivamente (3) irá gerar um campo magnético próprio ao seu redor (4) se comportando como um pequeno dipolo magnético (4) ou como um ímã (5) com um momento magnético (μ) associado. (MAZZOLA, 2009)	17
Figura 9 - Por causa de seu magnetismo nuclear inerente, os núcleos de hidrogênio (esquerda) se comportam como se fossem minúsculos ímãs de barra alinhados com os eixos de rotação dos núcleos. Na ausência de um campo magnético externo, os eixos magnéticos nucleares (à direita) são alinhados aleatoriamente. (COATES, 1999)	18
Figura 10 - A figura mostra os eixos das coordenadas (x, y e z) e o vetor que representa o momento magnético de um próton de hidrogênio realizando o movimento de precessão em torno do eixo Z, este que representa a direção de aplicação do campo magnético principal B_0 . (MAZZOLA, 2009)	19
Figura 11 - Prótons de hidrogênio sob a ação do campo magnético externo aplicado. Os prótons se distribuem em dois níveis de energia, sendo que um pequeno número maior de prótons se alinha paralelamente. (MAZZOLA, 2009)	19

Figura 12 - Quando muitos prótons estão em precessão devido a um campo magnético externo, um vetor de magnetização (M_0) será formado. (COATES et al., 1999)	20
Figura 13 - Para que ocorra a interação com os prótons, o campo magnético oscilatório B_1 deve ter uma componente perpendicular ao campo estático B_0 . (COATES et al., 1999)	21
Figura 14 – A aplicação de um pulso de radiofrequência e seus efeitos na inclinação de M_0	21
Figura 15 - Retorno do vetor magnetização ao equilíbrio após aplicação de um pulso de radiofrequência de 90° . Em amarelo são mostrados os momentos magnéticos individuais, é possível perceber que estes vão se defasando e com isso ocorre uma redução rápida na componente de magnetização ainda presente no plano transversal. (MAZZOLA, 2009).....	22
Figura 16 - Curvas de relaxação de T_1 (polarização) que indicam o grau de alinhamento dos prótons, ou magnetização, como função do tempo que os prótons estão expostos ao campo magnético. (COATES et al., 1999).....	23
Figura 17 - As amplitudes dos ecos do spin em decaimento produzem uma curva de decaimento exponencial com uma constante de tempo T_2 (COATES et al., 1999)	23
Figura 18 - Este diagrama de medição de RMN mostra, no topo, sequências de pulso de CPMG e, na parte de baixo, a polarização (curvas de relaxação de T_1) e aquisição da curva com base no decaimento dos ecos de spin.....	24
Figura 19 – (1) Para gerar um Eco de Spin, um pulso de $90^\circ B_1$ é aplicado. (2) Depois de cessar o pulso de 90° , começa a defasagem. (3) No tempo τ , um pulso $180^\circ B_1$ é aplicado para reverter o ângulo das fases e então se inicia a refasagem. (4) Ocorre a refasagem. (5) A refasagem está completa, e um sinal mensurável (o eco de spin) é gerado no tempo 2τ (COATES, 1999).....	25
Figura 20 - Para gerar uma sequência de ecos de spin, a sequência de pulsos CPMG é utilizada, a qual consiste de um pulso de 90° seguid por uma sequência de pulsos de 180° . Os ecos de spin perdendo amplitude seguem os pulsos de 180° . (COATES et al., 1999)	26
Figura 21 – Ilustração de duas curvas de relaxação T_2 e sua decomposição em distribuição de tempos de relaxação transversal. Os decaimentos mais rápidos (T_2 curtos) são associados às componentes de poros pequenos e, os mais lentos, a poros grandes. (SOUZA, 2012)	26
Figura 22 - Distribuição de T_2 com limite de <i>water cut</i> , dividindo as quantidades de BVI e FFI. (CARNEIRO, 2012)	28
Figura 23 - Esquema de particionamento para rochas carbonáticas a partir de perfis de poço (modificado de RAMAMMORTHY, 2010, apud BOYD, 2015).....	29

Figura 24 – Desenho esquemático de uma leitura com a ferramenta de CMR (Disponível em: www.slb.com).....	31
Figura 25 - Mapa do campo de Tubarão Martelo com os poços utilizados no trabalho.....	33
Figura 26 - Resultado da fase <i>Windows Sum</i> do processamento e controle de qualidade para um intervalo do poço 3-OGX-41D-RJS.....	34
Figura 27 - Exemplo da distribuição de T2 para a profundidade de 2152.04m após realizada a inversão. A escala de cores, assim como a altura da linha, corresponde a intensidade: quanto maior for o número de poros de determinado tamanho, maior será a altura da linha e a intensidade da cor.	35
Figura 28 - Comparação entre o método tradicional de particionamento e a análise espectral do CIPHER. (AL JA'AIDI O. et al., 2015)	36
Figura 29 - Representação das curvas de volume de porosidade após aplicado o código Python para o particionamento.	37
Figura 30 - Curva de distribuição de T2 juntamente com as curvas de distribuição de tamanhos de poros (VMicro, VMeso e VMacro).	38
Figura 31 - Resultado da função Stacked Mode para o intervalo entre as profundidades de 2150m e 2152m.	39
Figura 32 - Exemplo gráfico do ajuste de Gaussianas realizado com os valores mínimos e máximos do Padrão B.	40
Figura 33 - Fórmula para o cálculo do Ksdr escrita em forma de código Python dentro do Techlog.	42
Figura 34 - Curvas de Raios Gama e Espectroscopia.....	43
Figura 35 - Curvas com volumes de micro, meso e macroporos definidas com os particionamentos, T2 Cutoff, CIPHER Padrão A e CIPHER Padrão B, respectivamente.....	44
Figura 36 - Tentativa de ajuste de Gaussiana para dados do poço 3-OGX-35D-RJS utilizando os mesmos valores aplicados no ajuste de gaussianas (Padrão B) do poço 3-OGX-41D-RJS.....	45
Figura 37 - Tentativa de ajuste de Gaussiana para dados do poço e 3-OGX-76-RJS utilizando os mesmos valores aplicados no ajuste de gaussianas (Padrão B) do poço 3-OGX-41D-RJS.....	46
Figura 38 -Particionamento aplicado ao poço 3-OGX-41D-RJS: T2 Cutoff (à esquerda) e CIPHER (à direita)	47

Figura 39 - Particionamento aplicado ao poço 3-OGX-35D-RJS: T2 Cutoff (à esquerda) e CIPHER (à direita)	48
Figura 40 - Particionamento aplicado ao poço 3-OGX-76-RJS: T2 Cutoff (à esquerda) e CIPHER (à direita)	49
Figura 41 - Curva de porosidade (preto) juntamente com as três curvas de permeabilidade da equação K _{sd} r variando o parâmetro C. C=2 curva vermelho, C=3, curva verde e C=4 curva azul para o poço 3-OGX-41D-RJS.....	51
Figura 42 - Curva de porosidade (preto) juntamente com as três curvas de permeabilidade da equação K _{sd} r variando o parâmetro C. C=2 curva vermelho, C=3, curva verde e C=4 curva azul para os poços 3-OGX-35D-RJS (à esquerda) e 3-OGX-76-RJS (à direita).....	52
Figura 43 - Curvas de permeabilidade obtidas com a equação K _{macro} utilizando o método CIPHER (Padrão B) em amarelo e curvas de permeabilidade obtidas com a equação K _{macro} utilizando o método T2 Cutoff em rosa para o poço 3-OGX-41D-RJS. Da esquerda para a direita, estão as curvas com o parâmetro A igual a 1, 2, 3 e 10.000.	54
Figura 44 - Curvas de permeabilidade obtidas com a equação K _{macro} utilizando o método CIPHER em amarelo e curvas de permeabilidade obtidas com a equação K _{macro} utilizando o método T2 Cutoff em rosa para o poço 3-OGX-35D-RJS. Da esquerda para a direita, estão as curvas com o parâmetro A igual a 1, 2, 3 e 10.000.....	57
Figura 45 - Curvas de permeabilidade obtidas com a equação K _{macro} utilizando o método CIPHER em amarelo e curvas de permeabilidade obtidas com a equação K _{macro} utilizando o método T2 Cutoff em rosa para o poço 3-OGX-76-RJS. Da esquerda para a direita, estão as curvas com o parâmetro A igual a 1, 2, 3 e 10.000.....	59
Figura 46 - ELAN, Curva de distribuição de T2, porosidade, permeabilidades e volumes de micro, meso e macroporos.	62
Figura 47 - Respectivamente: perfil de Raios Gama; ELAN; resistividades rasa e profunda; porosidade neutrão e densidade; e perfil de porosidade RMN	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Carta com os perfis mais comuns e suas utilidades. (modificado de EVENICK, 2002)	30
Tabela 2 - Tabela relacionando as ferramentas disponíveis e o poço em que cada uma foi utilizada. Grifados em verde estão os poços utilizados neste trabalho.	32
Tabela 3 - Valores utilizados para ajuste das Gaussianas no poço 3-OGX-41D-RJS.	40
Tabela 4 - Cálculos estatísticos obtidos com dados de permeabilidade de Archilha (2013) (primeira coluna) e adquirido também através das curvas de permeabilidade geradas através da equação K_{sdr} (colunas seguintes) para o poço 3-OGX-41D-RJS. A coluna $C=2$, representa a permeabilidade obtida quando o parâmetro C é igualado a 2. Da mesma forma para as colunas $C=3$ e $C=4$	50
Tabela 5 - Cálculos estatísticos obtidos com dados de permeabilidade de Archilha (2013) (primeira coluna) e adquirido também através das curvas de permeabilidade geradas através da equação K_{sdr} (colunas seguintes) para o poço 3-OGX-35D-RJS. A coluna $C=2$, representa a permeabilidade obtida quando o parâmetro C é igualado a 2. Da mesma forma para as colunas $C=3$ e $C=4$	53
Tabela 6 - Cálculos estatísticos obtidos com dados de permeabilidade de Archilha (2013) (primeira coluna) e adquirido também através das curvas de permeabilidade geradas através da equação K_{sdr} (colunas seguintes) para o poço 3-OGX-76-RJS. A coluna $C=2$, representa a permeabilidade obtida quando o parâmetro C é igualado a 2. Da mesma forma para as colunas $C=3$ e $C=4$	53
Tabela 7 - Cálculos estatísticos obtidos com dados de permeabilidade de Archilha (2013) (primeira coluna) e adquirido também através das curvas de permeabilidade geradas através da equação K_{macro} (colunas seguintes) com particionamento T2 Cutoff. A coluna $A=1$, representa a permeabilidade obtida quando o parâmetro A é igualado a 1. Da mesma forma para as colunas $A=2$, $A=3$ e $A=1000$	55
Tabela 8 - Cálculos estatísticos obtidos com dados de permeabilidade de Archilha (2013) (primeira coluna) e adquirido também através das curvas de permeabilidade geradas através da equação K_{macro} (colunas seguintes) com particionamento CIPHER. A coluna $A=1$, representa a permeabilidade obtida quando o parâmetro A é igualado a 1. Da mesma forma para as colunas $A=2$, $A=3$ e $A=1000$	55
Tabela 9 - Cálculos estatísticos obtidos com dados de permeabilidade de Archilha (2013) (primeira coluna) e adquirido também através das curvas de permeabilidade geradas através da equação K_{macro} (colunas seguintes) com particionamento T2 Cutoff no poço 3-OGX-35D-RJS. A coluna	

A=1, representa a permeabilidade obtida quando o parâmetro A é igualado a 1. Da mesma forma para as colunas A=2, A=3 e A=1000.	58
Tabela 10 - Cálculos estatísticos obtidos com dados de permeabilidade de Archilha (2013) (primeira coluna) e adquirido também através das curvas de permeabilidade geradas através da equação Kmacro (colunas seguintes) com particionamento CIPHER no poço 3-OGX-35D-RJS. A coluna A=1, representa a permeabilidade obtida quando o parâmetro A é igualado a 1. Da mesma forma para as colunas A=2, A=3 e A=1000.	
	58
Tabela 11 - Cálculos estatísticos obtidos com dados de permeabilidade de Archilha (2013) (primeira coluna) e adquirido também através das curvas de permeabilidade geradas através da equação Kmacro (colunas seguintes) com particionamento T2 Cutoff no poço 3-OGX-76-RJS. A coluna A=1, representa a permeabilidade obtida quando o parâmetro A é igualado a 1. Da mesma forma para as colunas A=2, A=3 e A=1000.	
	60
Tabela 12 - Cálculos estatísticos obtidos com dados de permeabilidade de Archilha (2013) (primeira coluna) e adquirido também através das curvas de permeabilidade geradas através da equação Kmacro (colunas seguintes) com particionamento CIPHER no poço 3-OGX-76-RJS. A coluna A=1, representa a permeabilidade obtida quando o parâmetro A é igualado a 1. Da mesma forma para as colunas A=2, A=3 e A=1000.	
	60

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	2
1.1 OBJETIVO.....	3
2. ÁREA DE ESTUDO	4
2.1. LOCALIZAÇÃO.....	4
2.2. CONTEXTO GEOLÓGICO	5
2.2.1. Bacia de Campos.....	5
2.2.2. Campo de Tubarão Martelo	10
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	11
3.1. Propriedades Petrofísicas das Rochas	11
3.1.1. Porosidade.....	12
3.1.2. Permeabilidade.....	14
3.2. Ressonância Magnética Nuclear (RMN)	16
3.2.1. Princípios Básicos de RMN	16
3.2.2. RMN e o estudo de meios porosos.....	26
3.3. Perfilagem Geofísica de Poços.....	29
3.3.1. Perfis de Ressonância Magnética Nuclear.....	30
4. METODOLOGIA	32
4.1. Processamento dos dados.....	33
4.1.1. Pré-processamento	33
4.1.2. <i>Windows Sum</i> e Inversão	34
4.2. Particionamento (<i>T2 Cutoff</i> ou <i>CIPHER</i>).....	35
4.2.1. <i>T2 Cutoff</i>	37
4.2.2. <i>CIPHER</i>	38
4.3. Cálculo de Permeabilidade (<i>KSDR</i> e <i>KMACRO</i>).....	40

4.4. Processamento de Perfil de Espectroscopia de Captura Elementar.....	42
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	44
5.1. O ajuste de gaussianas do método CIPHER	44
5.2. As curvas de particionamentos <i>T2</i> Cutoff e CIPHER	46
5.3. Impacto da variação de parâmetros nas equações de <i>KSDR</i> e <i>KMACRO</i>	50
5.3.1. Equação <i>KSDR</i>	50
5.3.2. Equação <i>KMACRO</i>	54
5.5 Relações entre litologia, particionamento e permeabilidade	61
6. CONCLUSÕES.....	65
7. REFERÊNCIAS.....	67

1. INTRODUÇÃO

A exploração de petróleo e gás é uma atividade que promove movimentações de dinheiro milionárias ao redor de todo mundo. Alguns países, onde a disponibilidade de hidrocarbonetos é considerável, baseiam quase a totalidade de sua economia nesta indústria. No entanto, uma série de riscos assombram as certezas deste mercado. Como por exemplo, podemos citar as dificuldades de se caracterizar as rochas em subsuperfície, aquelas que armazenam estas riquezas: os reservatórios de hidrocarbonetos.

Após os processos de geração e migração, os hidrocarbonetos são eventualmente acumulados em rochas conhecidas como rocha reservatório. Caso ocorram os processos relacionados a preservação e a geração de trapas, é possível que exista naquela região uma acumulação de hidrocarbonetos economicamente interessante. Contudo, antes de se iniciar a exploração da área é necessário que se conheça uma série de informações sobre a rocha e o fluido contido. Dentre estes, se encontram as informações relacionadas a porosidade e permeabilidade, dados de extrema importância para a caracterização tridimensional de reservatórios.

A porosidade e a permeabilidade são características da rocha que fornecem importantes informações sobre o volume e a movimentação de fluidos dentro da rocha. Tais dados são mais facilmente extraídos de amostras de rocha, como *plugs* de testemunhos e amostras laterais, através de análises de petrofísica de laboratório. Porém, a extração destas amostras é um procedimento caro, o qual pode ainda ser dificultado pelas condições e qualidade do poço. Por este motivo, comumente, são utilizados perfis de poço – curvas extraídas de medições geofísicas ao longo do poço – para estimar estas informações.

A Ressonância Magnética Nuclear (RMN) é um dos métodos de perfilagem utilizados para se obter curvas de porosidade e estimativas de permeabilidade. No entanto, entre a aquisição e o cálculo da permeabilidade, existem uma série de etapas a serem cumpridas, as quais com ajustes inadequados podem afetar as estimativas finais obtidas. Por exemplo, existem os parâmetros variáveis associados as equações de permeabilidade, assim como existem métodos diferentes de particionamento da porosidade, tal como, T2 Cutoff e CIPHER. Realizar a escolha correta com o ajuste ideal, faz toda a diferença na obtenção de um resultado final condizente com a realidade.

Os principais reservatórios petróleo até então descobertas no mundo, são formados por arenitos ou rochas carbonáticas. Estas últimas, associada a maior heterogeneidade vertical e lateral,

exemplificados pela variabilidade de tamanhos de poro. A Bacia de Campos, em especial no Campo de Tubarão Martelo, no período de tempo geológico do Albiano, dispõe de intervalos com rochas carbonáticas correspondentes aos reservatórios de óleo e gás (ANP, 2016). A heterogeneidade característica destas rochas carbonáticas potencializa ainda mais as incertezas de se estimar curvas de porosidade e permeabilidade.

1.1 OBJETIVO

Utilizar dados de Ressonância Magnética Nuclear dos poços 3-OGX-41D-RJS, 3-OGX-76-RJS e 3-OGX-35D-RJS, do Campo de Tubarão Martelo, na Bacia de Campos, a fim de se discutir o impacto de dois métodos de particionamento de porosidade, o tradicional T_2 Cutoff e o método CIPHER (CLERKE *et al*, 2014), na estimativa de permeabilidade obtida através da equação K_{MACRO} . Posteriormente, avaliar os impactos de variações em parâmetros das equações K_{SDR} e K_{MACRO} , de acordo com os valores propostos pela literatura.

2. ÁREA DE ESTUDO

2.1. LOCALIZAÇÃO

O campo de Tubarão Martelo está situado no sul da Bacia de Campos, sob uma lâmina d'água de aproximadamente 100 metros de profundidade, a uma distância de 86 km da cidade de Armação de Búzios, no litoral norte do estado do Rio de Janeiro (Figura 1). A Bacia de Campos, por conseguinte, está localizada na margem leste brasileira, região do sudeste do Brasil, limitada a norte pelo alto de Vitória, com a Bacia do Espírito Santo, e a sul pelo Alto de Cabo Frio, com a Bacia de Santos (ANP, 2016).

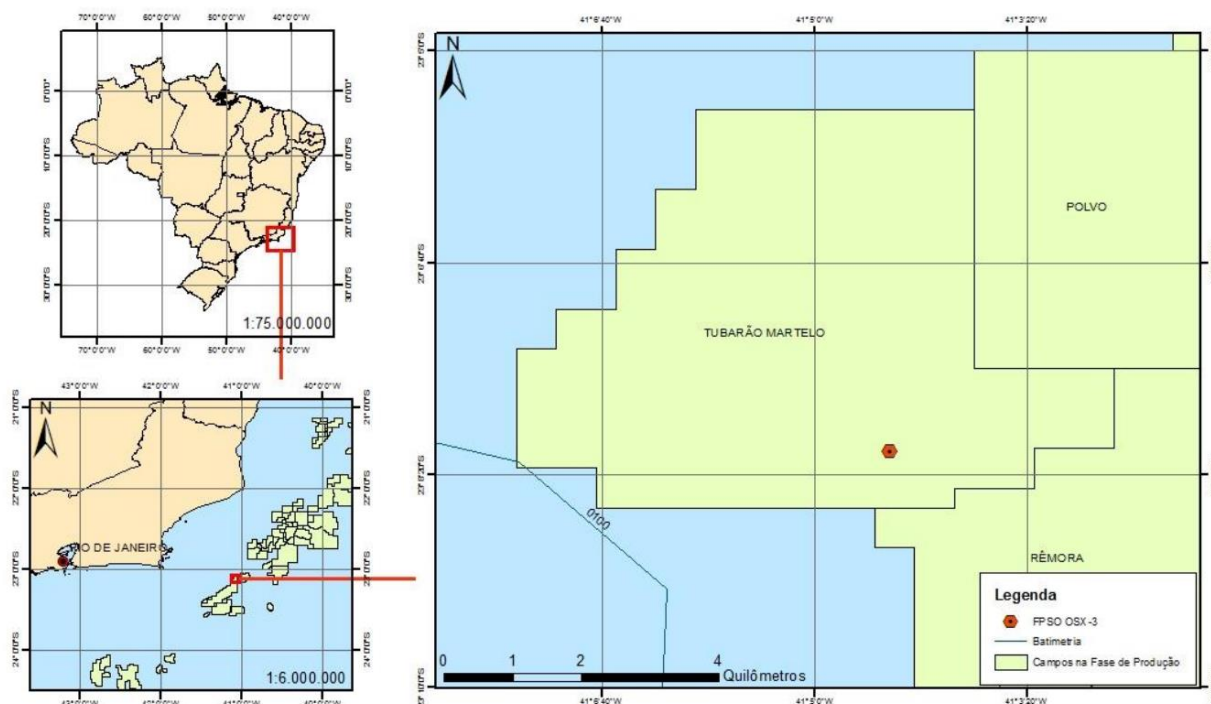


Figura 1 - Localização do Campo de Tubarão Martelo (ANP, 2016)

2.2. CONTEXTO GEOLÓGICO

2.2.1. Bacia de Campos

A bacia de Campos é identificada como uma bacia de margem passiva e sua gênese está relacionada ao rifteamento do paleocontinente Gondwana e à subsequente abertura do Oceano Atlântico. Dentre as mais diversas interpretações propostas para este rifteamento, a mais aceita é que houve estiramento litosférico e afinamento da crosta (MCKENZIE, 1978) em conjunto com um fenômeno de anomalia termal associada com subsidência (ROYDEN & KEEN, 1980). Conforme Winter et al. (2007), a evolução estratigráfica relacionada a abertura do atlântico pode ser dividida em três supersequências: Rifte, Pós-rifte e Drifte (Figura 2).

A Supersequência Rifte representa a fase de subsidência mecânica da bacia e se caracteriza pelo controle direto do arcabouço estrutural do embasamento e por sedimentação continental (GUARDADO et al., 1989). Na base desta Supersequência se depositou a Formação Cabiúnas ao longo do Hauteriviano, composta principalmente por basaltos e diabásios localmente intercalados com arenitos, siltitos e conglomerados. O magmatismo que originou estas rochas ígneas pode ser correlacionado com o evento ígneo Serra Geral, na Bacia do Paraná. Sucessivamente, durante o Barremiano, se deposita a porção basal da Formação Lagoa Feia, constituída pelas formações Itabapoana e Atafona, equivalente aos andares cronoestratigráficos locais Aratu superior e Buracica. A formação Itabapoana é representada por conglomerados, arenitos, siltitos e folhelhos avermelhados proximais de borda de falha. Enquanto a Formação Atafona é representada por arenitos, siltitos e folhelhos depositados em ambiente alcalino (WINTER et al., 2007).

No topo da Supersequência Rifte encontra-se a porção intermediária do Grupo Lagoa Feia, compreendendo as formações Itabapoana e Coqueiros, depositadas desde o Barremiano superior ao Aptiano inferior (cronocorrelato ao Andar local Jiquiá). Nesta porção, a Formação Itabapoana é composta por conglomerados e arenitos proximais da bacia e de borda de falha. Já a Formação Coqueiros está representada por intercalações de camadas de folhelhos e carbonatos lacustres, compostos predominantemente por moluscos bivalves (WINTER et al., 2007).

A Supersequência Pós-Rifte representa uma fase intermediária entre subsidência termal e mecânica, com sedimentação continental e marinha (GUARDADO et al., 1989). Esta fase é caracterizada por uma seção sedimentar de origem lacustre, com rochas argilosas, ricas em sílica, alumínio e ferro, além de estratos originados pelo retrabalhamento de coquinas. Na base, a Formação Itabapoana representa os conglomerados e arenitos de borda de bacia, os quais

progradam até o topo passando, posteriormente, a um padrão retrogradante. As formações Gargaú e Macabu apresentam sedimentos carbonáticos, margas e arenitos depositados em ambiente raso, transicional. Sobreposto, encontram-se os evaporitos da Formação Retiro, que representam feições importantes na arquitetura da Bacia de Campos.

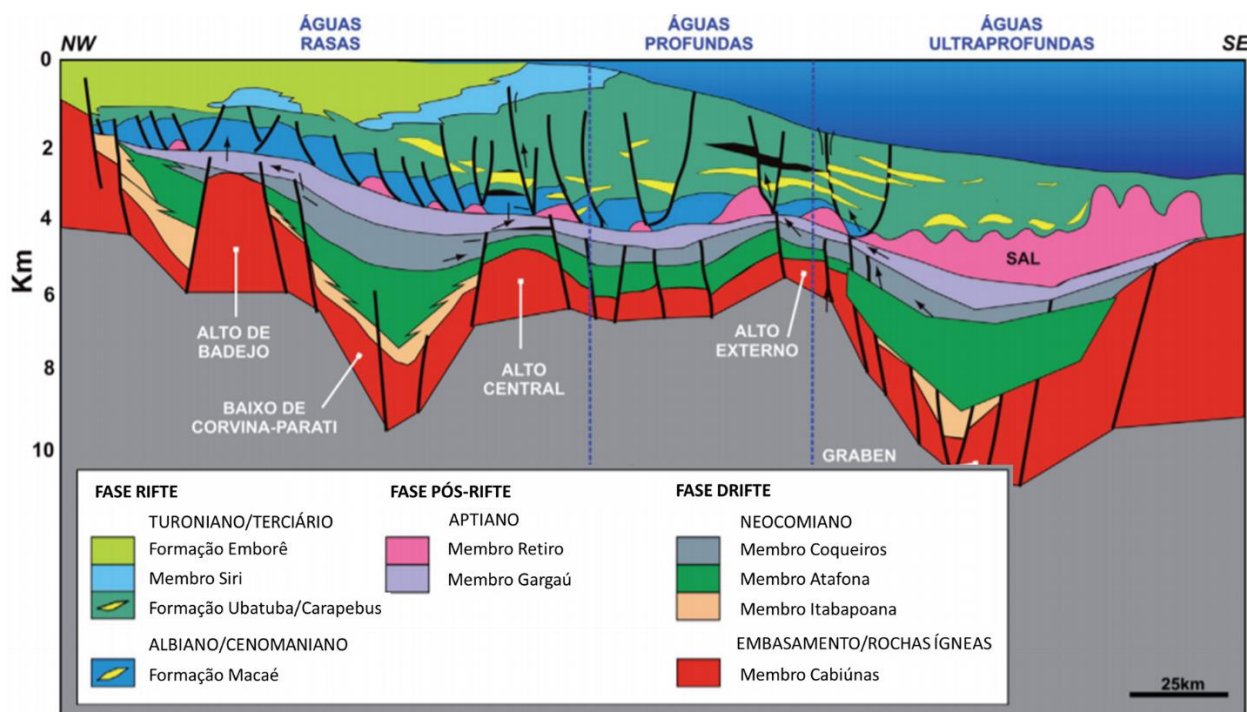


Figura 2 - Seção geológica regional da Bacia de Campos (modificado de GUARDADO et al., 2000).

Por fim, a Supersequência Drifte, compreende os sedimentos marinhos depositados sob um regime de subsidência térmica associada a tectonismo adiastrófico, em que ocorre sedimentação marinha franca e restrita halocinese durante o Albiano (DIAS et al., 1990). Conforme Winter et al. (2007), a porção inferior da supersequência é composta pela Formação Goitacás, porção proximal, e Formação Quissamã, representando a porção distal. A Formação Goitacás representa um sistema clástico de textura grossa, devido a ocorrência de uma associação de leques aluviais, leques deltaicos e fandelas, além de bancos e lagunas calco-pelíticas. A região intermediária, entre as formações citadas acima, é composta por sedimentos carbonáticos depositados em ambiente de energia alta a moderada, representada por bancos de calcarenitos oolíticos, oncolíticos e micro-oncolíticos. A Formação Quissamã, ao final, está caracterizada por um aumento significativo no teor de argilas, além de um pacote de dolomitos bem desenvolvido, denominado Membro Búzios.

A sequência seguinte, é composta pelas Formações Goitacás, Outeiro e Namorado durante a porção superior do Albiano. A Formação Outeiro é constituída por calcilutitos com biota planctônica, enquanto a Formação Namorado é caracterizada por depósitos arenosos de sistemas originados por fluxos hiperpicnais. Sobrepondo esta sequência, estão rochas das Formações Goitacás, Namorado e Imbetiba. Durante os andares do Turoniano e Coniaciano, se deposita a porção basal do Grupo Campos: as formações Ubatuba (membro Tamoios), Carapebus e Emborê (Membro São Tomé), sequência composta na base pelos folhelhos do Marco Verde, seguida por uma discordância e os arenitos de fluxos hiperpicnais. Sucessivamente, durante o Eoconiaciano e o Mesocampaniano, se depositam os sedimentos siliciclásticos destas formações as quais apresentam intensa atividade vulcânica. Sobrepondo esta sequência, ainda ocorrem sedimentos arenosos avermelhados, neríticos, típicos de ambiente plataformal raso, interpretados como depósitos de fandelta (WINTER et al., 2007).

O registro subsequente ocorrido entre o Campaniano superior e o Maastrichtiano inferior, corresponde as formações Ubatuba (Membro Tamoios) e Carapebus, caracterizadas por um pacote siliciclástico fino com raros corpos arenosos, originados por fluxos hiperpicnais, de ambiente marinho profundo, e a Formação Emborê (Membro São Tomé) caracterizada por arenitos plataformais avermelhados. O início do Paleoceno é marcado pelas Formações Ubatuba (Membro Geribá), Carapebus e Emborê (Membro São Tomé). Winter et al. (2007) descreve que as porções proximais são marcadas por intensas erosões as quais geram fluxos de detritos, em contrapartida nos períodos de trato de mar baixo, ocorrem fluxos hiperpicnais constituídos por arenitos, conglomerados e diamictitos de leques acanalados. Consecutivamente, durante Eoceno inferior, na porção proximal se depositam sedimentos de fandeltas e deltas da Formação Emborê (Membro São Tomé), composto por conglomerados e arenitos retrogradantes.

Os primeiros carbonatos plataformais, representados por calcarenitos e calcirruditos bioclásticos, quartzosos com matriz micrítica da Formação Emborê (Membro Grussaí), ocorrem entre o final do Eoceno inferior e o Eoceno Médio. No período seguinte, se destacam os conglomerados e arenitos progradantes do Membro São Tomé, além de pacotes mais espessos de diamictitos, folhelhos e margas que se intercalam com arenitos maciços, laminados e bioturbados.

A passagem do Eoceno para o Oligoceno é marcada por um pacote sedimentar com feições que representam um aumento na variação relativa do nível do mar. As principais rochas são arenitos de fluxos turbidíticos densos, siltitos e folhelhos, característicos das Formações Ubatuba (Membro Geribá), Carapebus e Emborê (Membro São Tomé e Grussaí). A sequência seguinte, correspondente ao andar Rupeliano no Oligoceno Inferior, engloba as formações Ubatuba (Membro Geribá), Carapebus e Emborê (Membros São Tomé e Grussaí). Esta sequência contém depósitos de arenitos que ocorrem amalgamados com os calcilutitos do Marco Azul, representantes de importante evento de inundação na bacia (WINTER et al., 2007).

Arenitos, resultantes de fluxos turbidíticos e correntes de contorno, siltitos e folhelhos são as rochas predominantes do andar Chattiano do Oligoceno superior. Diamictitos ocorrem nas porções de base de talude e margas predominam nas porções de águas profundas. Essas rochas representam as formações Ubatuba (Membro Geribá), Carapebus e Emborê (Membro São Tomé e Membro Siri). As rochas do Membro Siri também incluem calcirruditos e calcarenitos bioclásticos com camadas de até 4 centímetros de espessura.

Segundo Winter et al. (2007), a sequência subsequente corresponde aos sedimentos do Eomioceno, andares Aquitaniano e Burdigaliano, englobando as formações Ubatuba (Membro Geribá), Carapebus, Emborê (Membro São Tomé e Membro Siri, parte superior) e Barreiras. As rochas predominantes deste período são arenitos resultantes de fluxos densos e correntes de contorno, siltitos e folhelhos. O Mioceno inferior e parte do Mioceno médio (andares Burdigaliano e Langhiano), é representado pelas formações Ubatuba (Membro Geribá), Carapebus, Emborê (Membros São Tomé e Grussaí) e Barreiras. O pacote de rochas característico desta sequência é composto por arenitos de fluxos turbidíticos densos, siltitos e folhelhos, além de diamictitos e margas. Em algumas regiões pode ainda ocorrer os calcarenitos e calcirruditos do Membro Grussaí.

Os sedimentos da porção superior do Mioceno médio e porção inferior do Mioceno Superior, também das formações Ubatuba (Membro Geribá), Carapebus, Emborê (membros São Tomé e Grussaí) e Barreiras, representam uma queda eustática global conhecida, informalmente, como Marco Cinza. O pacote de rochas desta sequência está composto por arenitos, siltitos e folhelhos, além de diamictitos e margas, subordinadamente. Ainda é possível encontrar arenitos plataformais e conglomeráticos, além de calcirruditos de bancos algálicos. Consecutivamente, entre o Neomioceno (andar Tortoniano) e a parte inferior do andar Messiniano, devido a ocorrência

da queda do nível do mar, ocorre evento erosivo que dá origem ao pacote sedimentar formado por fluxos turbidíticos densos, siltitos, folhelhos e argilitos, assim como brechas de folhelhos e diamictitos.

Englobando o andar superior do Mioceno e porção superior do Plioceno, encontra-se uma sequência formada pelas Formações Ubatuba (Membro Geribá), Carapebus e Emborê (Membros São Tomé e Grussaí). Esta que é composta por arenitos resultantes de fluxos turbidíticos densos, siltitos, folhelhos e argilitos, além de grande volume de *debris flow* compostos por brechas de folhelhos e diamictitos. Podem ser encontradas ainda margas nas porções mais profundas e distais da bacia. O final desta supersequência corresponde aos sedimentos do sistema Pleistoceno e inclui as formações Ubatuba (Membro Geribá), Carapebus e Emborê (Membros São Tomé e Grussaí). A assembleia mineral desta sequência é composta por arenitos resultantes de fluxos turbidíticos densos, argilitos, além de grande volume de *debris flow* compostos por brechas de folhelhos, argilitos e diamictitos. Margas predominam nas porções muito profundas e distais da bacia.

2.2.2. Campo de Tubarão Martelo

Considerando que o Campo de Tubarão Martelo está localizado na Bacia de Campos, a coluna estratigráfica desta porção se assemelha a estratigrafia geral desta bacia, podendo conter algumas variações devido ao posicionamento da área em relação a extensão da bacia sedimentar. Em consequência do interesse exploratório em gás natural e óleo, as informações referentes a geologia do campo são majoritariamente relacionadas a rocha reservatório do sistema petrolífero investigado.

De acordo com o Sumário Executivo Externo do Campo de Tubarão Martelo (2013), a descoberta do campo ocorreu com a perfuração do poço 1-OGX-25-RJS, em novembro de 2010, tendo sido constatada a presença de hidrocarbonetos nos reservatórios carbonáticos albi-cenomanianos cronocorrelatos à Fm. Imbetiba do Grupo Macaé, situados no intervalo entre 1834 e 2032m.

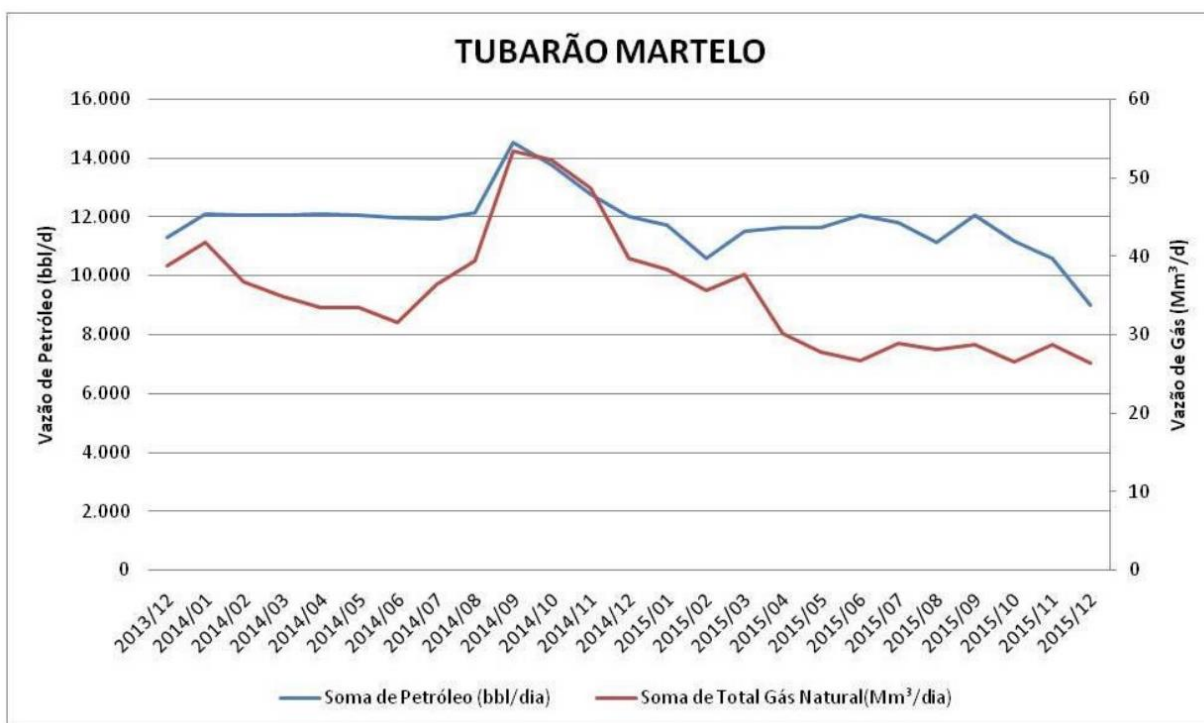


Figura 4 - Gráfico representativo da vazão de petróleo e gás ao longo dos anos de 2014 e 2015 (ANP, 2016).

Conforme dados da ANP (2016) o reservatório é caracterizado pelo empilhamento vertical de bancos decamétricos de calcarenitos. Os bancos são compostos por *grainstones* e *packstones* oolíticos, oncolíticos, peloidais e raros bioclásticos, apresentando espessuras entre 149 e 196 m (média de 167 m), porosidade média de 18% e permeabilidade média de 160 mD. O óleo desse reservatório apresenta densidade em torno de 21,9° API, com variações não muito acentuadas, porém com diferentes razões de solubilidade iniciais de gás. De acordo com o último relatório divulgado pela Dommo Energia S.A., atual operadora do campo, em fevereiro de 2019 a produção de óleo no Campo de Tubarão Martelo alcançou a marca de 166.465 barris.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1. Propriedades Petrofísicas das Rochas

Na indústria do petróleo, destacam-se os estudos das rochas areníticas e carbonáticas, representantes da grande maioria de reservatórios de hidrocarbonetos encontrados na natureza. Em geral, tais litologias são excelentes para exploração petrolífera por serem comumente porosas e permeáveis, permitindo a armazenagem e passagem de fluidos. Consequentemente, estas rochas são classificadas como rochas reservatórios. A natureza dessas rochas, contendo óleo e gás,

determina a quantidade de fluidos aprisionados no espaço vazio dessas rochas, a capacidade desses fluidos de se movimentar através das formações e outras propriedades físicas relacionadas. A medida do espaço vazio é definida como a porosidade da rocha, e a medida da capacidade da rocha de transmitir fluidos é chamada de permeabilidade (TIAB, 2012).

3.1.1. Porosidade

De acordo com Tiab (2012), a definição de porosidade pode ser dada como a fração do volume total de rocha que não é ocupada por grãos, sendo descrita conforme a seguinte fração:

$$\phi (\%) = \frac{V_R - V_G}{V_R} = \frac{V_P}{V_R}$$

Onde V_R é o volume de rocha, V_G é o volume total dos grãos e V_P é o volume dos poros. Esta equação é utilizada para descrever a porosidade absoluta, a qual se refere ao total de espaço vazio de uma rocha, incluindo também os poros dentro dos grãos ou sem conectividade com outros grãos. No entanto, o valor que mais interessa para a indústria do petróleo e o da porosidade efetiva, uma vez que considera apenas o número de poros interconectados – importantes para o cálculo da permeabilidade (TUCKER, 2013).

Apesar da simplicidade da equação, devido aos diferentes mecanismos de formação, características dos grãos e minerais de cada rocha, estimar a porosidade de uma rocha não é um cálculo tão simples. Cada reservatório possui suas peculiaridades e para que se possa compreender os resultados obtidos através de medições, diretas ou indiretas, é necessário conhecer todos os processos geológicos por trás daquela rocha.

Tucker (2013), menciona a existência de dois grandes grupos de classificação de porosidade em rochas sedimentares: porosidade primária e porosidade secundária. A porosidade primária é desenvolvida enquanto os sedimentos são depositados e é classificada em intracristalina, intra- ou interpartículas e entre camadas. Já a porosidade secundária se desenvolve durante a diagênese pela dissolução e dolomitização, e através de movimentos tectônicos que produzem fraturas nas rochas, pode ser classificada em porosidade por dissolução, dolomitização e fraturas. Tiab (2012), complementa a caracterização e descreve os fatores que influenciam a magnitude da porosidade. São eles:

- a) Uniformidade do tamanho dos grãos: Se partículas pequenas de silte ou argila forem misturadas com maiores grãos de areia, a porosidade efetiva será visivelmente afetada.

Estes reservatórios são considerados sujos ou argilosos. A uniformidade dos grãos depende do tamanho do material, tipo de deposição, características e duração do processo sedimentar.

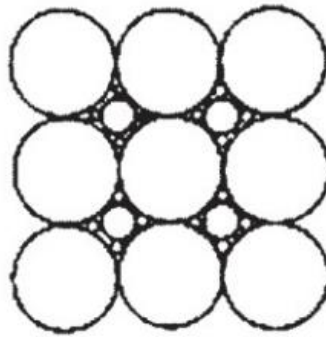


Figura 5 - Esferas ilustrando um agrupamento cúbico com três tamanhos de grãos. (TIAB, 2012)

- b) Grau de cimentação ou consolidação: Quanto mais cimentado for um arenito, menor será sua porosidade, enquanto rochas mais inconsolidadas terão maior porosidade. A cimentação ocorre tanto no momento da litificação da rocha, quanto após, durante a alteração. Consiste basicamente de um processo de preenchimento de espaços vazios com material mineral através da precipitação.
- c) Compactação durante e após a deposição: A pressão e a temperatura existente com o aumento da profundidade, tende a aproximar as partículas minerais expelindo os fluidos que antes preenchiam os espaços vazios. É um processo essencial para migração de fluidos e afeta principalmente argilitos, folhelhos e rochas carbonáticas de granulação fina.
- d) Método de empacotamento: Com o aumento da pressão, grãos de areia pobremente sortidos e angulares mostram uma mudança progressiva de um empacotamento aleatório para um empacotamento mais fechado (Figura 6).

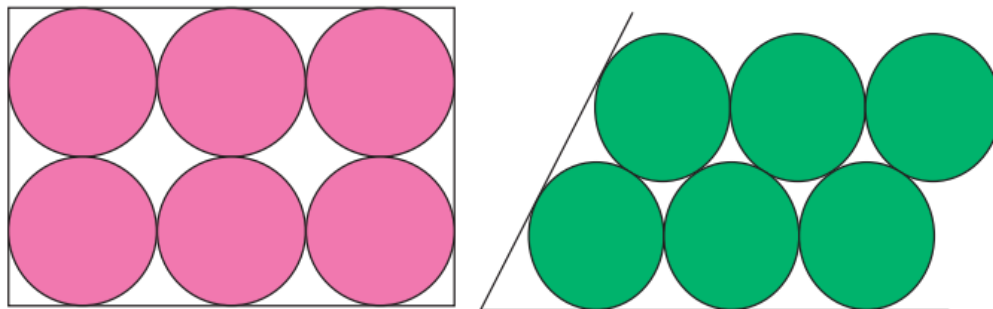


Figura 6 - Tipos de empacotamento: cúbico (em rosa) e romboédrico (em verde). É visível a diferença entre a porosidade de ambos empacotamentos (TIAB, 2012).

Conforme Tiab (2012), a porosidade em sedimentos carbonáticos logo após a deposição é significativamente maior do que das rochas clásticas, enquanto em sedimentos arenosos chega a 50%, em carbonatos pode chegar a 80%. Tucker (2013) complementa que as rochas carbonáticas possuem certas particularidades a formação dos poros que as diferenciam da classificação de rochas clásticas. Os três tipos de porosidade primária em rochas carbonáticas são:

- a) Porosidade *framework*, formada por esqueletos carbonáticos rígidos como corais, estromatoporóides e algas, especialmente em ambientes recifais.
- b) Porosidade interpartícula em areias carbonáticas - dependente da distribuição do tamanho dos grãos e sua forma
- c) Porosidade de lamelas carbonáticas

Já os tipos de porosidade secundária em carbonatos são definidos por:

- a) Porosidade de molde, *vugs* e cavernas formada pela dissolução de grãos e rochas, comumente devido a água meteórica, mas também água conata.
- b) Porosidade intracristalina produzida através de dolomitização
- c) Fraturas, formadas por pressões tectônicas, ou por colapso devido a dissolução.

Para a indústria do petróleo, é importante que se saiba classificar a porosidade de maneira a caracterizar os melhores reservatórios e seu potencial. Desta forma, como exposto por Hyne (2001), a porosidade de uma rocha reservatório foi classificada como insignificante caso esteja na faixa entre 0% e 5%, razoável se estiver entre 10% e 15%, boa se estiver entre 15% e 20% e caso apresente um valor maior que 20% a porosidade é considerada excelente.

3.1.2. Permeabilidade

Além de possuir bons valores de porosidade, uma rocha reservatório deve permitir que o petróleo flua através dos poros interconectados, habilidade conhecida como permeabilidade. Segundo Tiab (2012), a permeabilidade de uma rocha depende da porosidade efetiva, a qual é consequentemente afetada pelos grãos que compõem a rocha (tamanho e distribuição, forma, empacotamento, grau de consolidação e cimentação). O tipo de argila ou cimento entre os grãos de areia também afeta a porosidade, especialmente quando em contato com água doce, uma vez que esta mistura pode bloquear parcialmente ou completamente o espaço poroso. Desta forma, devido

à grande quantidade de variáveis independentes, é difícil de se encontrar uma relação quantitativa entre a porosidade e a permeabilidade.

A permeabilidade pode ser calculada através da equação do fluxo de fluidos de Henry Darcy (1):

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dl} \quad (1)$$

Onde v é a velocidade do fluido, q é o fluxo, k é a permeabilidade, A é a área da seção da rocha, μ é a viscosidade do fluido, $\frac{dp}{dl}$ é a variação da pressão em função do comprimento da amostra (TIAB, 2012). A Figura 7 ilustra a ideia por trás desta equação.

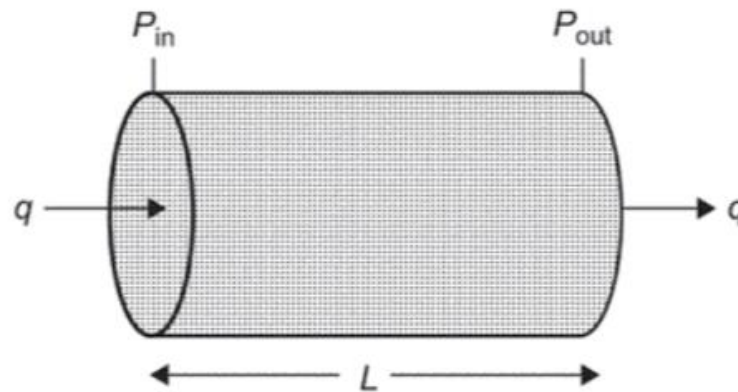


Figura 7 - Desenho esquemático de uma amostra de rocha e as variáveis da equação de Darcy. (TIAB, 2012)

A permeabilidade absoluta, K , é a capacidade de uma rocha de conduzir um único fluido (gás, óleo ou água) com o espaço poroso 100% saturado por este fluido. A permeabilidade efetiva é a habilidade da rocha em conduzir uma fase fluida (gás, óleo ou água) na presença de outras fases fluidas. Por fim, a permeabilidade relativa de um fluido é a razão entre a permeabilidade efetiva em determinada saturação e a permeabilidade absoluta (BURYAKOVSKY et al., 2012). Tiab (2012) ainda propõe outra classificação de permeabilidade, subdividindo em permeabilidade primária e secundária. A primeira, é originada no momento da deposição e litificação das rochas sedimentares. Já a segunda, é o resultado da alteração da rocha por compactação, cimentação, faturamento e solução.

Assim como a porosidade, a permeabilidade é uma medida de extrema importância para caracterização de reservatórios. A dimensão da permeabilidade é de área e a unidade comumente usada para designá-la é o Darcy ($1 \text{ Darcy} = 1 \text{ D} = 9,87 \times 10^{-9} \text{ cm}^2$), por definição, 1 darcy é a permeabilidade de uma rocha, na qual um gradiente de pressão de $1 \frac{\text{atm}}{\text{cm}}$ promove a vazão de $1 \frac{\text{cm}^3}{\text{s}}$

de um fluido de viscosidade de 1 centipoise, através de 1 cm^2 de área aberta ao fluxo. Desta forma, como descrito também por Hyne (2001), os valores de permeabilidade para uma rocha reservatório foram definidos como: pobres para valores entre 1 e 10mD, boa para medidas entre 10 e 100mD e, o mais desejado, excelente para valores de permeabilidade que variam entre 100 e 1000 mD.

3.2. Ressonância Magnética Nuclear (RMN)

A aplicação de Ressonância Magnética Nuclear (RMN) para estudar as propriedades das rochas saturadas por água e/ou óleo remetem ao início dos anos 1950. Por volta de 1960, foram construídas ferramentas de ressonância magnética nuclear que utilizavam o campo magnético terrestre para a exploração de óleo. Contudo, estas ferramentas não ganharam muita popularidade (DUNN et al., 2002). A revolução surgiu no final de 1980, quando as ferramentas de RMN atraíram interesse por conta dos novos tipos de medidas, ofereceram a possibilidade de medição direta de porosidade e a diferenciação dos tipos dos fluidos (DARLING, 2005). Desde então, diversas melhorias foram feitas nas ferramentas, permitindo que agora também se extraíam informações sobre a distribuição do tamanho de poros.

Segundo Coates et al. (1999), a Ressonância Magnética Nuclear (RMN) é a resposta de um núcleo atômico a um campo magnético. Na presença de um campo magnético externo, o núcleo atômico realiza o movimento de precessão ao redor da direção do campo magnético externo. Quando estes núcleos magnéticos em movimento interagem com o campo externo magnético, sinais mensuráveis podem ser produzidos.

3.2.1. Princípios Básicos de RMN

Conforme Mazzola (2009), os prótons, elementos presentes no núcleo dos átomos, são partículas carregadas positivamente e que possuem uma propriedade chamada *spin* ou momento angular (\vec{J}). A fim de simplificações, vamos admitir que o spin represente o movimento de giro do próton em torno de seu próprio eixo, da mesma forma que um pequeno pião. Juntamente com o spin, o próton possui outra propriedade chamada de momento magnético ($\vec{\mu}$), que faz com que o mesmo se comporte como um pequeno ímã ou um pequeno magneto. Esta analogia é válida se visualizarmos o próton como uma pequena esfera carregada (carga positiva) e girando em torno de seu próprio eixo (spin). Como para toda partícula carregada em movimento acelerado surge um

campo magnético associado, o próton de hidrogênio se comporta como um pequeno magneto, ou um dipolo magnético. (Figura 8)

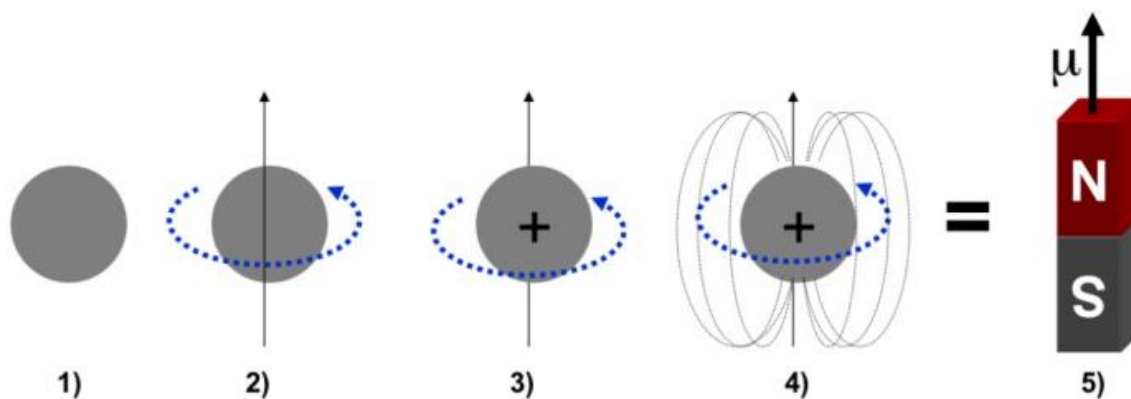


Figura 8 - O próton de hidrogênio pode ser visto como uma pequena esfera (1) que possui um movimento de giro (spin) em torno do seu próprio eixo (2). Por ser uma partícula carregada positivamente (3) irá gerar um campo magnético próprio ao seu redor (4) se comportando como um pequeno dipolo magnético (4) ou como um ímã (5) com um momento magnético (μ) associado. (MAZZOLA, 2009)

As medidas de RMN podem ser feitas em qualquer núcleo que possua um número ímpar de prótons, nêutrons ou ambos, tais como os núcleos de hidrogênio (^1H), carbono (^{13}C) e sódio (^{23}Na), isso porque estes materiais possuem momento magnético ($\vec{\mu}$) e momento angular (\vec{J}) não nulos. Núcleos que possuem número atômico (Z) e número de massa (A) pares, sempre apresentam momento angular de spin nulo, ou seja, não são mensuráveis em RMN (SOUZA, 2012). Os momentos angular e magnético de um núcleo atômico são paralelos e relacionados pela equação seguinte, onde γ é a razão giromagnética do núcleo.

$$\vec{\mu} = \gamma \vec{J}$$

Para a maioria dos núcleos encontrados em formações na Terra, o sinal magnético nuclear induzido por campos magnéticos externos é muito pequeno para ser detectado com uma ferramenta de RMN. No entanto, hidrogênio, o qual tem apenas um próton e nenhum nêutron, é abundante tanto na água, quanto nos hidrocarbonetos, tem um momento magnético relativamente grande e produz um sinal forte. Por este motivo, a grande maioria dos estudos de relacionados com RMN são baseados nas respostas dos núcleos dos átomos de hidrogênio (COATES et al., 1999).

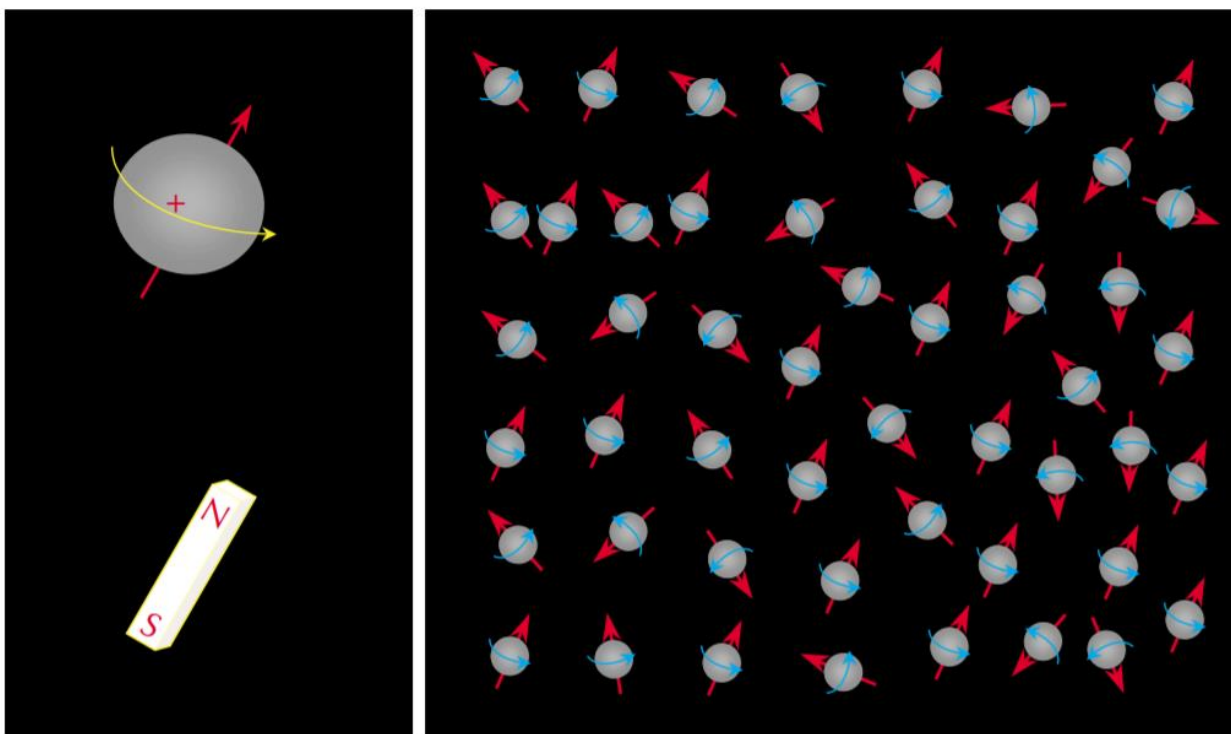


Figura 9 - Por causa de seu magnetismo nuclear inerente, os núcleos de hidrogênio (esquerda) se comportam como se fossem minúsculos ímãs de barra alinhados com os eixos de rotação dos núcleos. Na ausência de um campo magnético externo, os eixos magnéticos nucleares (à direita) são alinhados aleatoriamente. (COATES, 1999)

I. Polarização

O primeiro passo ao executar uma medida de RMN é alinhar o núcleo magnético com um campo magnético estático (\vec{B}) com magnitude B_0 . Quando este campo é aplicado ao núcleo magnético, ele exerce um torque sobre o núcleo que atua para alinhar o eixo do *spin* do núcleo com B_0 (COATES et al., 1999). Na tentativa de alinhamento com o campo e por possuir o movimento de giro (*spin*), surge um segundo movimento chamado de precessão (Figura 10). A analogia com um pião de brinquedo sob a ação do campo gravitacional é válida para entendermos este movimento (MAZZOLA, 2009).

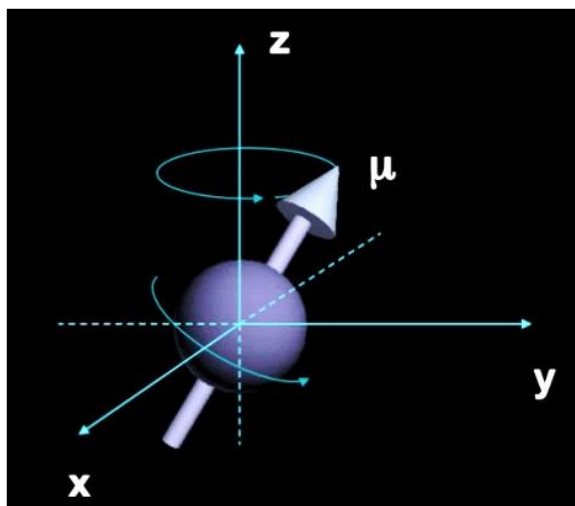


Figura 10 - A figura mostra os eixos das coordenadas (x, y e z) e o vetor que representa o momento magnético de um próton de hidrogênio realizando o movimento de precessão em torno do eixo Z, este que representa a direção de aplicação do campo magnético principal B_0 . (MAZZOLA, 2009)

Conforme Mazzola (2009), quando muitos átomos de hidrogênio estão presentes e nenhum campo magnético externo existe, os eixos de rotação nuclear do hidrogênio são alinhados aleatoriamente, como visto na Figura 9 (à direita). No entanto, quando os átomos ficam sob ação um campo magnético externo, os prótons de hidrogênio irão se orientar de acordo com a direção do campo aplicado, paralelamente e antiparalelamente ao campo. As duas orientações representam dois níveis de energia que o próton pode ocupar: o nível de baixa energia (alinhamento paralelo) e o nível de maior energia (alinhamento antiparalelo) conforme a imagem da Figura 11.

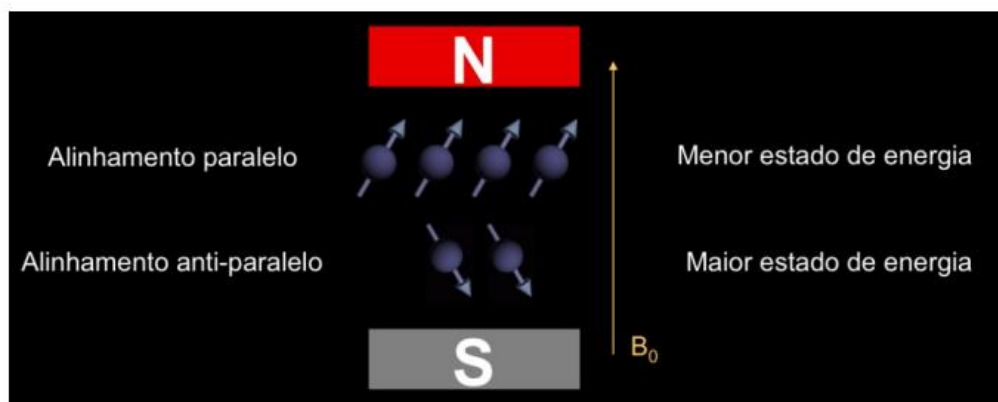


Figura 11 - Prótons de hidrogênio sob a ação do campo magnético externo aplicado. Os prótons se distribuem em dois níveis de energia, sendo que um pequeno número maior de prótons se alinha paralelamente. (MAZZOLA, 2009)

Quando um grande número de prótons em rotação está precessionando devido ao campo B_0 , mais *spins* estão paralelos a B_0 do que antiparalelos. A diferença entre o número de prótons alinhados paralelamente e antiparalelamente ao campo B_0 forma um vetor magnetização resultante M_0 (Figura 12), alinhado ao eixo longitudinal, este que fornece um dos sinais medidos pela ferramenta de RMN (COATES et al., 1999). Considerando que M_0 é proporcional ao número de prótons, esta leitura fornece uma estimativa de volume do fluido presente nos poros.

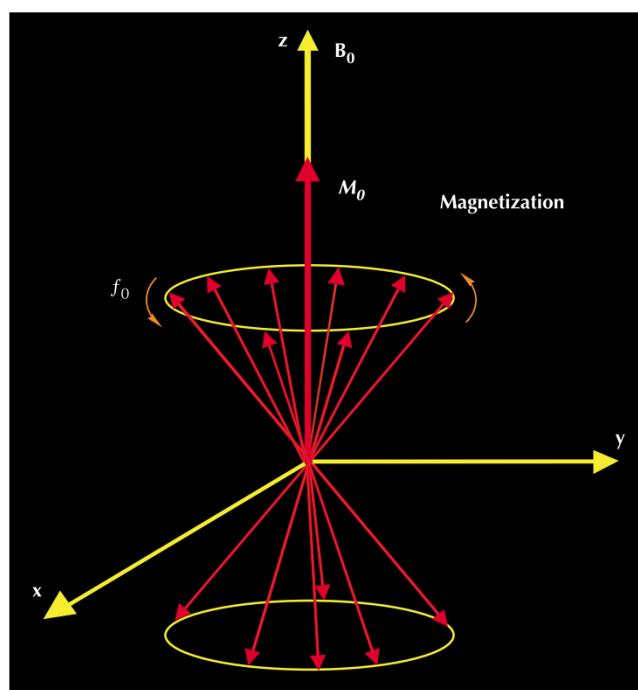


Figura 12 - Quando muitos prótons estão em precessão devido a um campo magnético externo, um vetor de magnetização (M_0) será formado. (COATES et al., 1999)

II. Aplicação de Pulsos de Radiofrequência

O segundo passo no ciclo da medição de RMN é modificar a inclinação da magnetização da direção longitudinal para um plano transversal. Essa inclinação ocorre pela aplicação de um campo magnético oscilatório B_1 perpendicular a B_0 , o campo magnético estático. Além disso, para que o processo ocorra, B_1 deve estar em fase com a frequência de precessão, também conhecida como Frequência de Larmor. Do ponto de vista da mecânica quântica, se um próton está em um estado de baixa energia, ele pode absorver a energia fornecida por B_1 e saltar para um estado de alta energia. A aplicação de B_1 também faz com que os prótons entrem em precessão uns com os

outros. Esta mudança de energia e precessão em fase causada por B_1 é chamada de ressonância magnética nuclear (COATES et al., 1999)

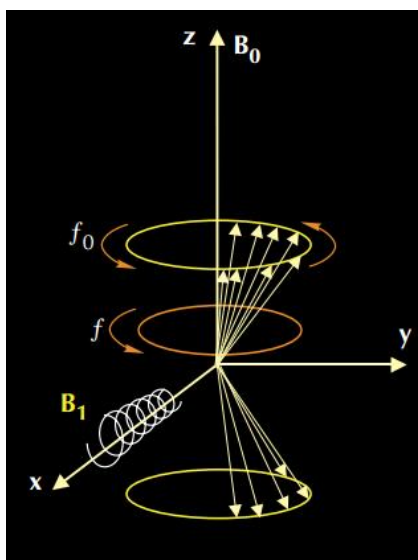


Figura 13 - Para que ocorra a interação com os prótons, o campo magnético oscilatório B_1 deve ter uma componente perpendicular ao campo estático B_0 . (COATES et al., 1999)

A interação entre a magnetização resultante e B_1 criará um torque, que por sua vez originará um movimento de rotação da magnetização em torno deste novo campo magnético efetivo (SOUZA, 2012). O ângulo de inclinação é proporcional a energia que B_1 fornece para o próton. Um incremento na força do campo oscilatório ou o prolongamento do tempo que o campo oscilatório é aplicado, proporciona um aumento no ângulo de inclinação (Figura 14). Quando a ferramenta aplica um pulso de 90° , por exemplo, a magnetização se inclina em 90° e os núcleos passam a precessionar em um plano transversal (relativo a B_0) (MAZZOLA, 2009).

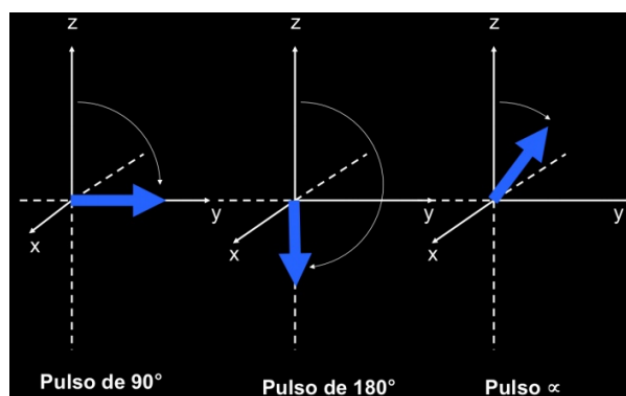


Figura 14 – A aplicação de um pulso de radiofrequência e seus efeitos na inclinação de M_0 .

III. Relaxação Magnética Nuclear

Segundo Mazzola (2009), quando se encerra a aplicação do pulso, o sinal gradualmente decai como resultado do processo de relaxação ou de retorno do vetor magnetização para o equilíbrio, ou seja, para o alinhamento com o campo B_0 (Figura 15). O sinal gerado no plano transversal após a aplicação de um pulso de 90° é denominado de FID (do inglês *Free Induction Decay*). Souza (2012), complementa que isto representa os spins nucleares retornando ao seu estado inicial de equilíbrio, processo chamado de relaxação magnética nuclear

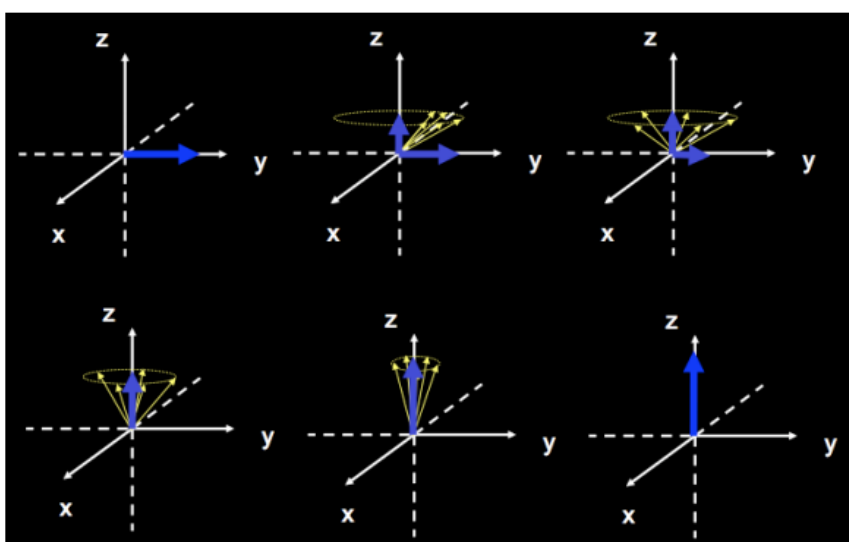


Figura 15 - Retorno do vetor magnetização ao equilíbrio após aplicação de um pulso de radiofrequência de 90° . Em amarelo são mostrados os momentos magnéticos individuais, é possível perceber que estes vão se defasando e com isso ocorre uma redução rápida na componente de magnetização ainda presente no plano transversal. (MAZZOLA, 2009).

A relaxação do sistema é descrita pelos tempos T_1 e T_2 , os quais refletem mecanismos independentes e simultâneos de retorno da magnetização à sua condição inicial de equilíbrio térmico. A relaxação longitudinal (T_1), relacionada a componente Z da magnetização (Figura 16), é resultado da troca de energia entre os spins e a rede, ou seja, ocorre a transferência de energia do sistema de spins para outros graus de liberdade. Já a chamada relaxação transversal (T_2), está relacionada com a perda de coerência devido à interação do spin-spin (Figura 17), onde não há transferência de energia para o meio, apenas um aumento da desordem ou perda de coerência.

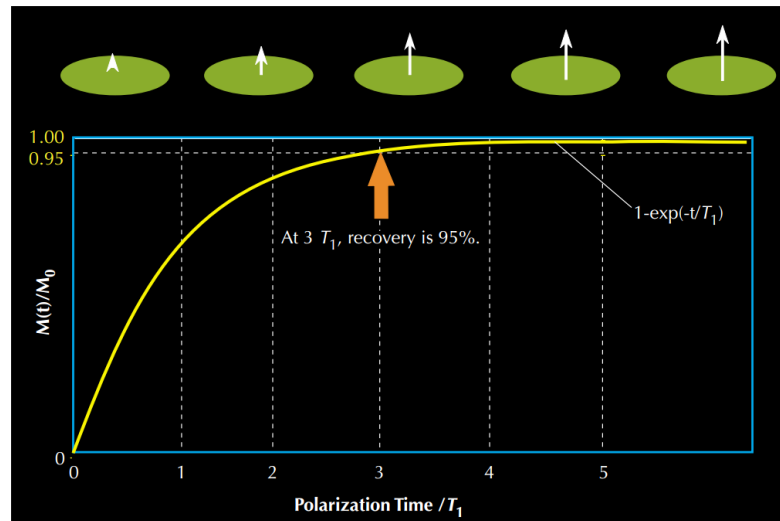


Figura 16 - Curvas de relaxação de T1 (polarização) que indicam o grau de alinhamento dos prótons, ou magnetização, como função do tempo que os prótons estão expostos ao campo magnético. (COATES et al., 1999)

Para fluidos confinados no espaço poroso, existem três mecanismos principais que promovem a relaxação magnética: a relaxação *bulk* (intrínseca) que depende da interação entre os spins do sistema, e por isso está relacionada às características físico-químicas do fluido (viscosidade, composição, entre outros); a relaxação superficial, causada pelas interações entre os spins e a matriz da rocha, que acontecem no contato rocha-fluido; relaxação difusional, relacionada a difusão das moléculas quando sob a influência de gradientes no campo B_0 .

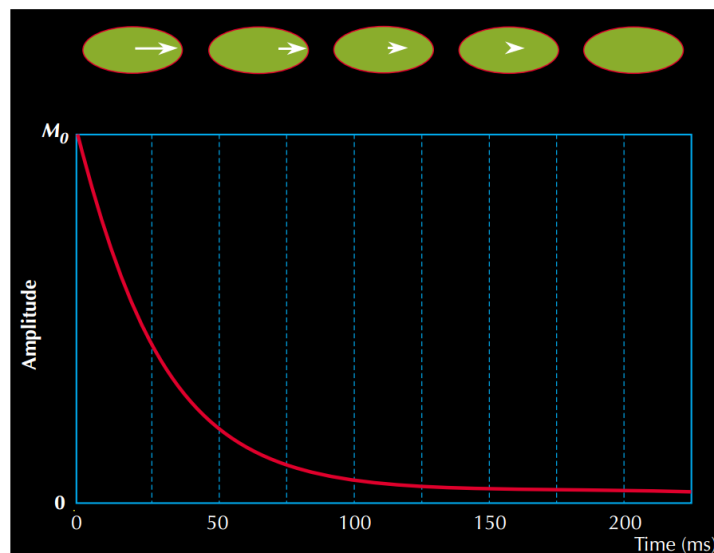


Figura 17 - As amplitudes dos ecos do spin em decaimento produzem uma curva de decaimento exponencial com uma constante de tempo T2 (COATES et al., 1999)

Essas interações juntas, relaxação longitudinal e relaxação transversal, fazem com que o vetor M_0 retorne ao seu estado de equilíbrio (paralelo a B_0) (Figura 18). Quando o retorno da magnetização ao estado inicial de equilíbrio térmico é promovido, ele também é acompanhado de um fenômeno físico que é a indução de corrente elétrica, constituindo esta corrente o sinal de RMN a ser tratado e interpretado (SOUZA, 2012)

IV. Spin Eco

De acordo com Mazzola (2009), ao enviar um pulso inicial de radiofrequência para os prótons, e após determinado tempo t , enviar um segundo pulso, é possível observar que além do surgimento de sinal na bobina após o primeiro pulso, também haverá o surgimento de um segundo sinal. Este segundo sinal é um eco do primeiro e aparece na bobina num tempo igual a $2t$. É importante ressaltar que o surgimento do eco é um processo natural e ocorre devido à mudança de fase dos momentos magnéticos induzida pelo segundo pulso.

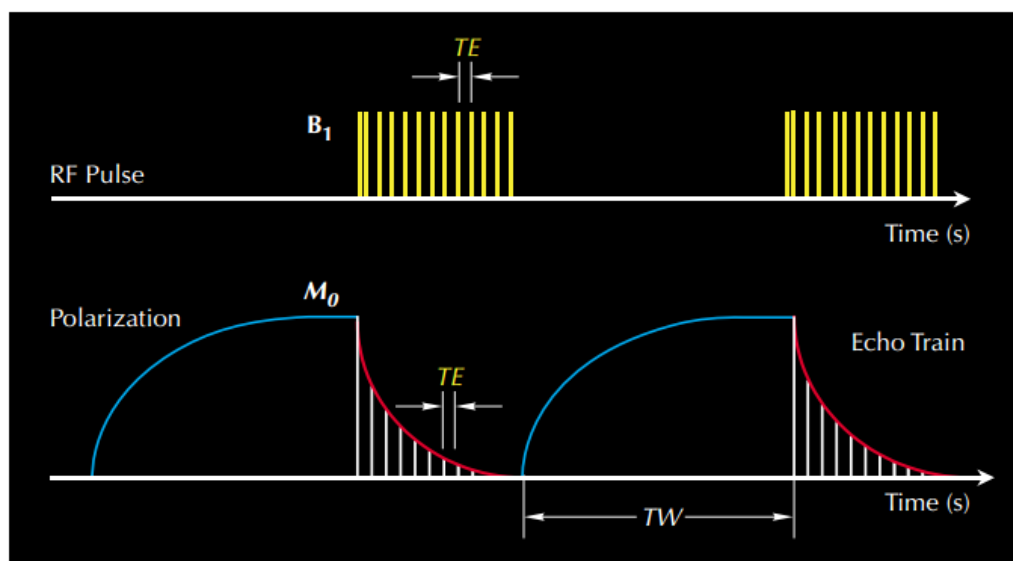


Figura 18 - Este diagrama de medição de RMN mostra, no topo, sequências de pulso de CPMG e, na parte de baixo, a polarização (curvas de relaxação de T_1) e aquisição da curva com base no decaimento dos ecos de spin.

De acordo com Souza (2012), a técnica de medição de T_1 , técnica de Inversão-Recuperação, consiste na aplicação de um pulso de 180° , seguido por um período de relaxação, seguido por fim por um pulso de 90° que rebaterá a magnetização, gerando um sinal proporcional a sua magnitude. Já para a medição de T_2 , é utilizada uma técnica chamada CPMG (Carr-Purcell-Meiboom-Gill), em que dois pulsos são aplicados a amostra, um de 90° e outro de 180° , separados por um tempo

t , conforme mostrado na Figura 19. O segundo pulso tem a finalidade de rebater, por um ângulo de 180° , as componentes transversais da magnetização e para um mesmo tempo de precessão, t , os spins são refocalizados. Ao término do segundo intervalo, forma-se um sinal chamado eco de spin.

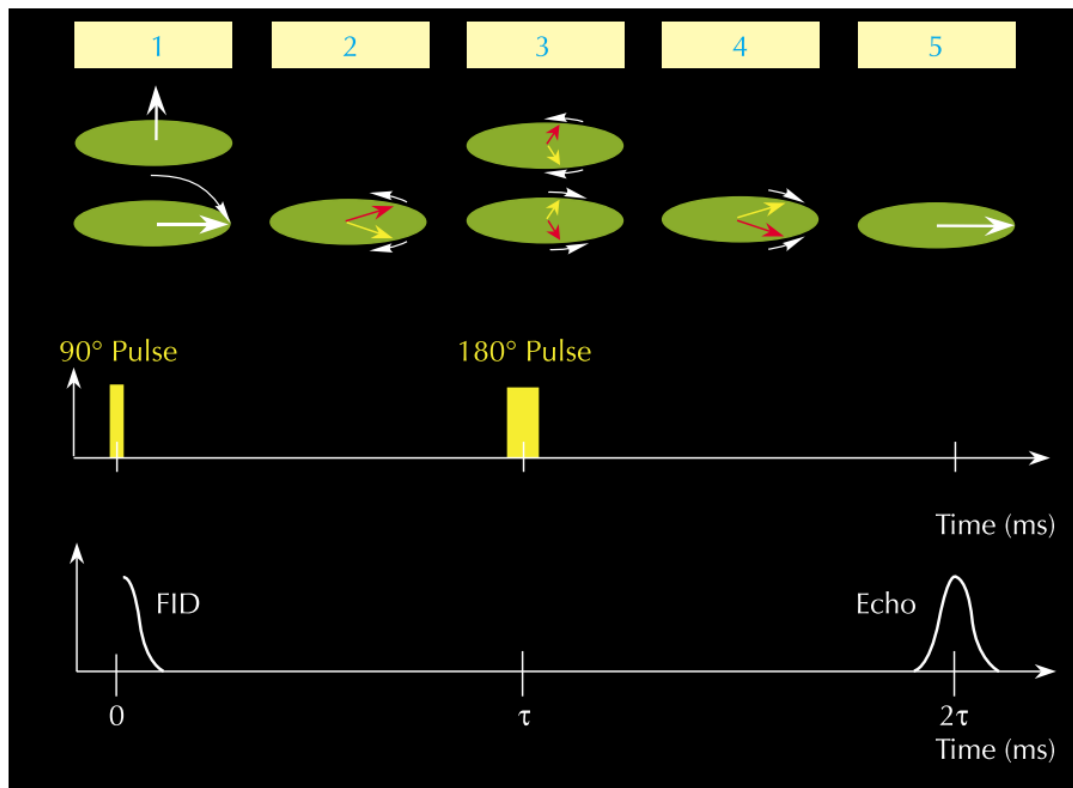


Figura 19 – (1) Para gerar um Eco de Spin, um pulso de $90^\circ B_1$ é aplicado. (2) Depois de cessar o pulso de 90° , começa a defasagem. (3) No tempo τ , um pulso $180^\circ B_1$ é aplicado para reverter o ângulo das fases e então se inicia a refasagem. (4) Ocorre a refasagem. (5) A refasagem está completa, e um sinal mensurável (o eco de spin) é gerado no tempo 2τ (COATES, 1999)

Ainda que o eco de um único spin decaia rapidamente, pulsos de 180° podem ser aplicados repetidamente para refasear os componentes da magnetização e gerar uma série de ecos de spin. Deste modo, o eco do spin pode ser gravado. (Figura 20). A constante de tempo do decaimento da magnetização transversal é chamada de tempo de relaxação transversal, conhecido como T_2 . A curva criada pelo decaimento exponencial, no entanto, não é a ideal para se fazer a interpretação do tamanho de poros. Por este motivo, através de uma inversão matemática, denominada Transformada Inversa de Laplace, o dado de amplitude em função do tempo é convertido para um dado de distribuição de porosidade em função do tempo (Figura 21) (COATES et al., 1999).

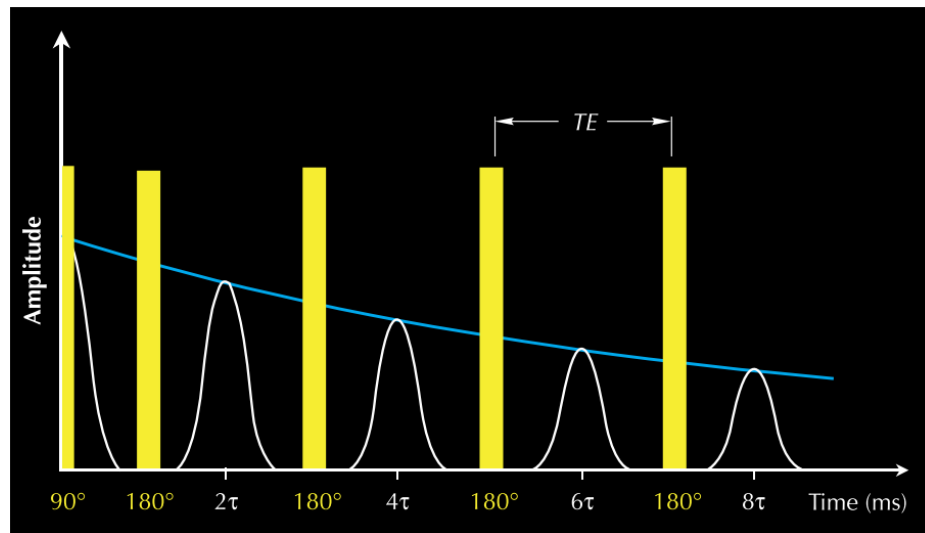


Figura 20 - Para gerar uma sequência de ecos de spin, a sequência de pulsos CPMG é utilizada, a qual consiste de um pulso de 90° seguid por uma sequência de pulsos de 180° . Os ecos de spin perdendo amplitude seguem os pulsos de 180° . (COATES et al., 1999)

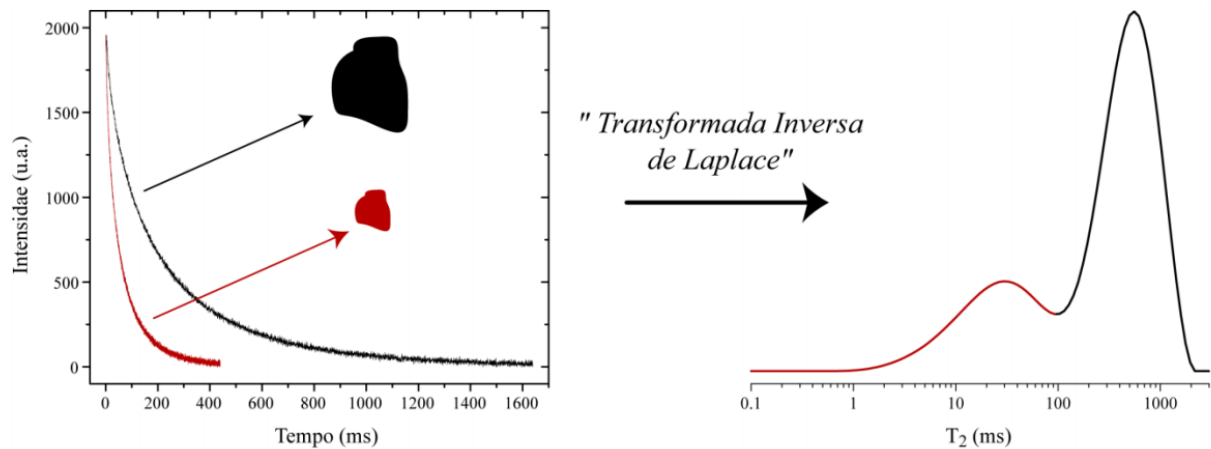


Figura 21 – Ilustração de duas curvas de relaxação T_2 e sua decomposição em distribuição de tempos de relaxação transversal. Os decaimentos mais rápidos (T_2 curtos) são associados às componentes de poros pequenos e, os mais lentos, a poros grandes. (SOUZA, 2012)

3.2.2. RMN e o estudo de meios porosos

O estudo das propriedades das rochas porosas, permite que o processo de extração do óleo e gás contidos nos reservatórios seja significativamente mais efetivo. As técnicas de perfilagem de poços, análises feitas *in situ*, permitem que se obtenha dados referentes a estas rochas considerando as condições do ambiente, além de estimar a localização e a quantidade de fluidos contido. A

técnica de perfilagem com RMN, portanto, desponta como uma alternativa aos sistemas complexos de determinação da porosidade. Souza (2012) descreve que devido a não necessidade de modelagem geométrica de poros, a aplicabilidade da técnica abrange um vasto range de tamanho de poros (nanômetros a milímetros) e independência de efeitos de percolação.

Conforme Carneiro (2012), a intenção inicial de se utilizar uma ferramenta de RMN na avaliação de reservatórios de petróleo era a de que a técnica seria útil para medir os hidrogênios da água e do óleo presente nos poros, relacionados aos diferentes valores de T_2 que trazem consigo informações sobre os fluidos presente nas rochas. Como por exemplo, a separação entre o volume de água e o volume de óleo presente e a estimativa da viscosidade dos fluidos, informação de extrema importância econômica para a indústria do petróleo.

Novas descobertas permitiram elucidar também noções de porosidade total e, um dos resultados mais interessantes, uma estimativa da distribuição do tamanho de poro de um reservatório. Segundo Carneiro (2014), o processo de relaxação de um fluido em um material poroso é descrito como:

$$\frac{1}{T_{1,2}} = \frac{1}{T_{1,2,bulk}} + \frac{1}{T_{1,2,surface}}$$

Onde $T_{1,2,bulk}$ e $T_{1,2,surface}$ são, respectivamente, as contribuições das relaxações intrínsecas e de superfície. Se a difusão entre os poros pode ser desprezada, então a contribuição da superfície pode ser descrita como:

$$\frac{1}{T_{1,2,surface}} = \rho_{1,2} \times \frac{S}{V_p}$$

Tal que, $\rho_{1,2}$, é a relaxação superficial e $\frac{S}{V_p}$ é a razão entre área da superfície e o volume do poro. Desta forma, para os poros de rochas reservatório, a relaxação superficial tem um papel importante e a distribuição de T_2 medida pode fornecer informações valiosas sobre o espaço poroso. Ou seja, o efeito do contato do fluido com a parede dos poros irá afetar os valores de T_2 e T_1 , uma vez que os átomos tendem a se chocar com a superfície dos poros inúmeras vezes, fazendo com que o tempo de relaxação transversal total seja mais curto. Deste modo, simplifiadamente, um tempo menor de relaxação transversal estará relacionado a poros com tamanho menor, enquanto um tempo mais elevado estará relacionado com poros maiores.

Adicionalmente, é possível também se estimar a permeabilidade das rochas que compõem o reservatório. Essa estimativa é baseada em modelos teóricos que mostram que a permeabilidade

aumenta com o aumento da porosidade e do tamanho do poro. Assim, nas equações propostas a permeabilidade é relacionada com a porosidade, com o T_2 da amostra, com o Índice de Fluido Livre (FFI, do inglês *Free Fluid Index*) e o Índice de Fluido Aprisionado (BVI, do inglês *Bound Volume Index*). (CARNEIRO, 2012)

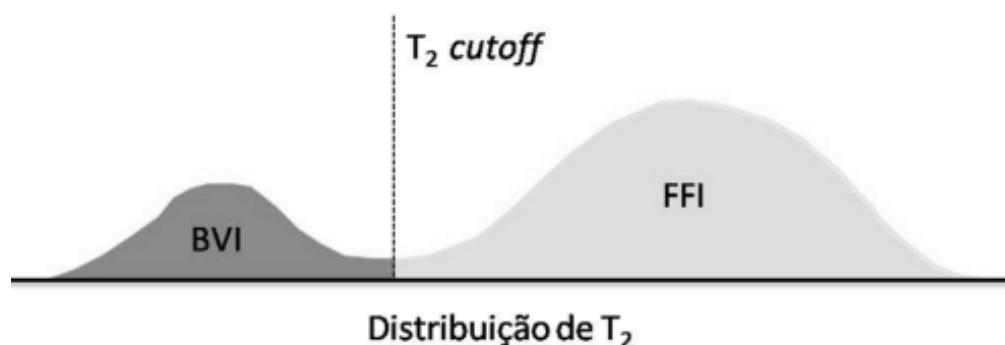


Figura 22 - Distribuição de T_2 com limite de *dewater cut*, dividindo as quantidades de BVI e FFI (CARNEIRO, 2012).

Estes dois índices são também estimados pela RMN, baseando-se na afirmação de que fluidos produtíveis se encontram em poros maiores, enquanto os fluidos irreduzíveis se encontram em poros menores. Considerando que os poros maiores possuem maior tempo de relaxação, assim como poros menores possuem um tempo mais baixo, essas características são lidas através da distribuição dos valores de T_2 . Indica-se um valor de T_2 limitante, chamado T_2 de corte, e se considera que acima deste valor os fluidos estejam em poros grandes e abaixo estejam em poros pequenos.

Comumente, é ainda aplicado um segundo T_2 de corte subdividindo a porção de FFI em outras duas partes, chamadas de meso e macroporos. Marzouk et al. (1998) descreve em seu trabalho um sistema de subdivisão de porosidade em micro, meso e macroporos, os quais seriam os tipos dominantes de porosidade para os carbonatos do oriente médio. Tal classificação vem sendo aplicada as rochas carbonáticas de bacias sedimentares brasileiras. Uma das formas em que a distribuição de T_2 é utilizada para particionar a porosidade, é feita da seguinte maneira (Figura 23):

- Macroporos, são poros maiores que 5 microns.
- Mesoporos, são poros com diâmetro variando entre 0.5 microns a 5 microns
- Microporos, são poros com diâmetro menor que 0.5 microns

De acordo com Pal et al. (2007), os macroporos são aqueles que contém hidrocarbonetos, quando este está presente, e quando estão bem conectados são comumente responsáveis por altas taxas de produção inicial. Os meso poros também contém hidrocarbonetos, quando este está presente, e geralmente compõem a maior parte das reservas. Por fim, os microporos são aqueles preenchidos por água irredutível.

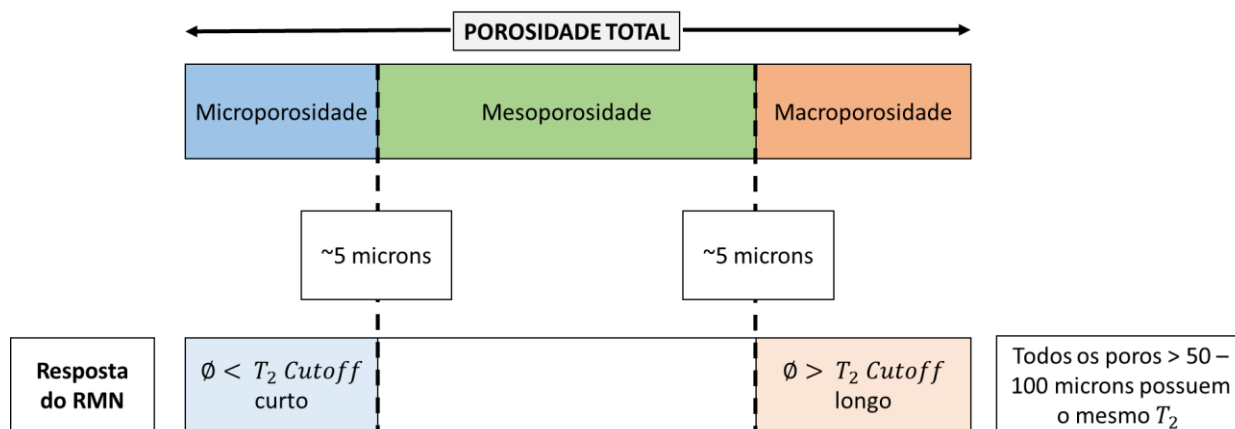


Figura 23 - Esquema de particionamento para rochas carbonáticas a partir de perfis de poço (modificado de RAMAMMORTHY, 2010, apud BOYD, 2015)

3.3. Perfilagem Geofísica de Poços

A perfilagem geofísica de poços consiste na técnica de descida de ferramentas geofísicas ao longo de um poço, visando a obter o registro das propriedades petrofísicas das rochas em subsuperfície. Esta medição, que pode ser realizada durante ou após a perfuração, consiste na leitura de respostas fornecidas pelas formações naturalmente ou após determinado estímulo enviado pela ferramenta. Os dados recebidos são então utilizados para estimar os mais diversos valores de porosidade, permeabilidade, densidade dos fluidos, mineralogia, entre outras características das formações, dando origem aos registros conhecidos como curvas de perfis.

A fim de se extrair o máximo de informação das rochas em subsuperfície, foram desenvolvidas diversas técnicas de medição, assim como diferentes ferramentas. As principais curvas de perfis estão relacionadas a propriedades elétricas, radioativas, acústicas e outras, conforme sugerido na Tabela 1. Os dados destas ferramentas permitem estimar informações sobre camadas resistivas ou condutivas, camadas permeáveis ou impermeáveis, argilosidade e estimativa de conteúdo orgânico, litologia, porosidade, falhas, inconformidades e fraturas.

Tabela 1 - Carta com os perfis mais comuns e suas utilidades. (modificado de EVENICK, 2002)

Perfis	Litologia	Porosidade	Pressão	Hidrocarbonetos	Estrutura	Parâmetros medidos	Pode ser utilizado para identificar:
Resistividade	X		X	X		Resistividade das formações	Camadas resistivas/condutivas
Potencial Espontâneo	X					Potencial elétrico natural gerado dentro dos poços	Camadas permeáveis e impermeáveis
Raios Gama	X					Conteúdo total em U, Th e K das formações	Teor de argila
Neutrão		X		X		Quantidade de hidrogênio por unidade de volume de rocha	Gás e porosidade
Densidade	X	X		X		Quantidade de elétrons por unidade de volume de rocha	Gás e porosidade
Sônico		X	X	X		Tempo que uma onda elástica leva para percorrer 1ft da parede do poço	Porosidade e gás
Cáliper	X				X	Diâmetro do poço	Fraturas
Temperatura				X	X	Temperatura do poço	Falhas e fraturas

Dependendo do objeto de estudo e o tipo de informação que se deseja extrair, além dos perfis citados acima, ferramentas mais complexas podem ser acopladas ao cabo. Dentre estes, se encontram os perfis de Ressonância Magnética Nuclear (RMN), foco principal deste trabalho.

3.3.1. Perfis de Ressonância Magnética Nuclear

Atualmente, esta técnica é utilizada em poços de petróleo ao redor de todo o mundo, devido a sua versatilidade. Souza (2012) expõe que a RMN é capaz de analisar não só a formação rochosa, mas também algumas propriedades de seus fluidos saturantes. A ferramenta oferece respostas relativas à determinação da saturação irreduzível de água (percentual de fluido que não pode ser extraído da formação), predição da permeabilidade, tipificação de fluidos e estimativa da viscosidade do óleo. Além disso, oferece dados relacionados a porosidade que nenhuma outra ferramenta *in situ* consegue extrair.

Quanto as características físicas da ferramenta, ela é composta por um magneto permanente, que opera na frequência de ressonância de 2MHz, aproximadamente, que é introduzida no poço de

petróleo juntamente com uma parte eletrônica que controla tanto a excitação quanto a detecção dos sinais. A resolução vertical da ferramenta varia entre 15cm e 76cm, este que varia dependendo da velocidade e qualidade da medição. Neste trabalho serão utilizados os dados adquiridos com a ferramenta CMR® (do inglês, “*Combinable Magnetic Resonance*”) desenvolvida pela empresa *Schlumberger Ltd.* (Figura 24)

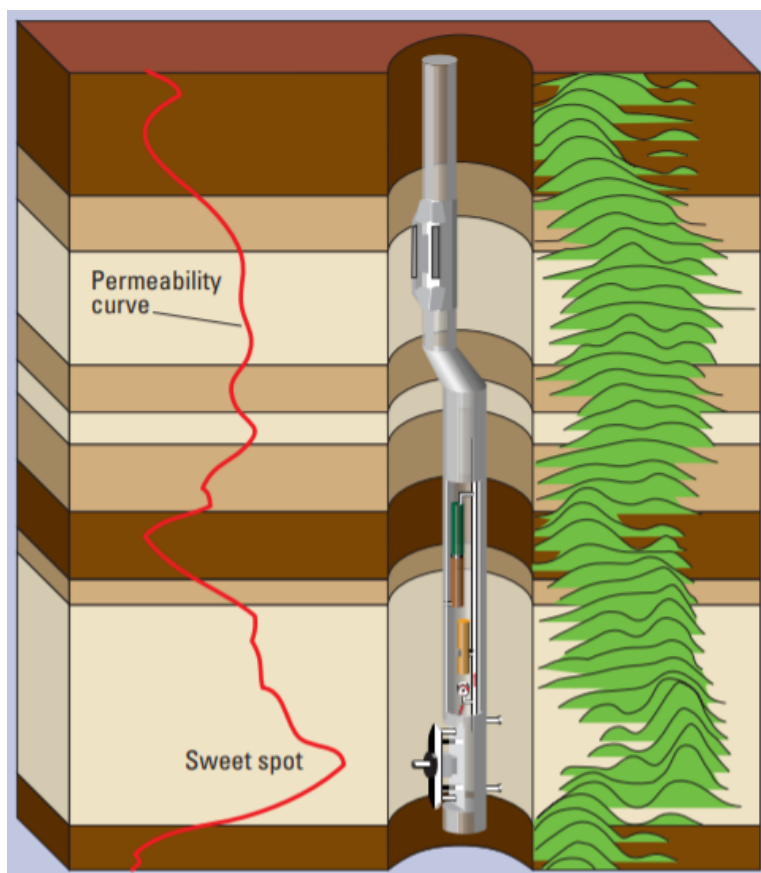


Figura 24 – Desenho esquemático de uma leitura com a ferramenta de CMR (Disponível em: www.slb.com)

4. METODOLOGIA

Primeiramente, os dados de perfil utilizados neste trabalho foram solicitados junto a Agência Nacional de Petróleo (ANP). Após o recebimento dos dados, a fim de se conhecer melhor as informações disponíveis, foi feita uma tabela com as ferramentas utilizadas para a leitura de cada poço ou com o perfil fornecido, conforme a Tabela 2, devido ao fato de que duas companhias (Schlumberger Ltd. e Baker Hughes) adquiriram perfis para este conjunto de poços.

Tabela 2 - Tabela relacionando as ferramentas disponíveis e o poço em que cada uma foi utilizada. Grifados em verde estão os poços utilizados neste trabalho.

verde estão os poços utilizados neste traçado.

POÇO	APS	Resistivity	Acoustic Images	CBL	CCL	NMR	CN	CNL	DRJS	DSI	ECS	GR	HDIL	IBC	LTK	Sidewall Core	MCFL	MDT	MSIP
1-OGX-25-RJS			CBIL			MREX	X					X	X			MAXCORE			
1-OGX-29B-RJS		AIT, HRLA?				CMR		X		X		X				MSCT		X	
3-OGX-35D-RJS	X	AIT				CMR	X	X			X	X				MSCT		X	X
3-OGX-76-RJS		AIT				CMR		X		X		X				MSCT	X	X	X
6-OGX-27P-RJS					X	MREX	X					X	X		X				
3-OGX-41D-RJS	X	AIT	UBI			CMR		X	X	X	X	X				MSCT	X	X	
6-OGX-32P-RJS		HRLA				CMR		X		X		X				MSCT		X	
9-OGX-44HP			UBI	X	X							X		X					
POÇO	MTK	OBMI	OTK	PPC	RAW	RCOR	RCI	SBT	STAR	SP	TDD	TLD	TTRM	UBI	VDL	XMAC	ZDL	WGI	
1-OGX-25-RJS							X		X					X		X	X	X	
1-OGX-29B-RJS				X						X	X								
3-OGX-35D-RJS												X							
3-OGX-76-RJS											X	X							
6-OGX-27P-RJS	X		X			X	X	X							X	X	X		
3-OGX-41D-RJS		X										X		X					
6-OGX-32P-RJS					X						X	X							
9-OGX-44HP														X	X				

Através do software Techlog® concedido pela Schlumberger Oilfield Services, os principais perfis foram selecionados dentro do conjunto de dados fornecidos para cada poço. A partir de então pôde se identificar os poços com a maior quantidade e qualidade de dados. Dentre os oito poços recebidos, foram assim escolhidos três poços para desenvolver o trabalho – poços 3-OGX-35D-RJS, 3-OGX-76-RJS e 3-OGX-41D-RJS, devido a sua localização e também a disponibilidade de dados como pode ser visto na Figura 25. Com todos os dados já separados e enviados para o software Techlog®, antes de dar prosseguimento ao processamento dos dados, foram associadas famílias e unidades para as curvas que não obtiveram isto automaticamente. Este processo é de extrema importância para que se possa fazer uma boa interpretação das curvas.

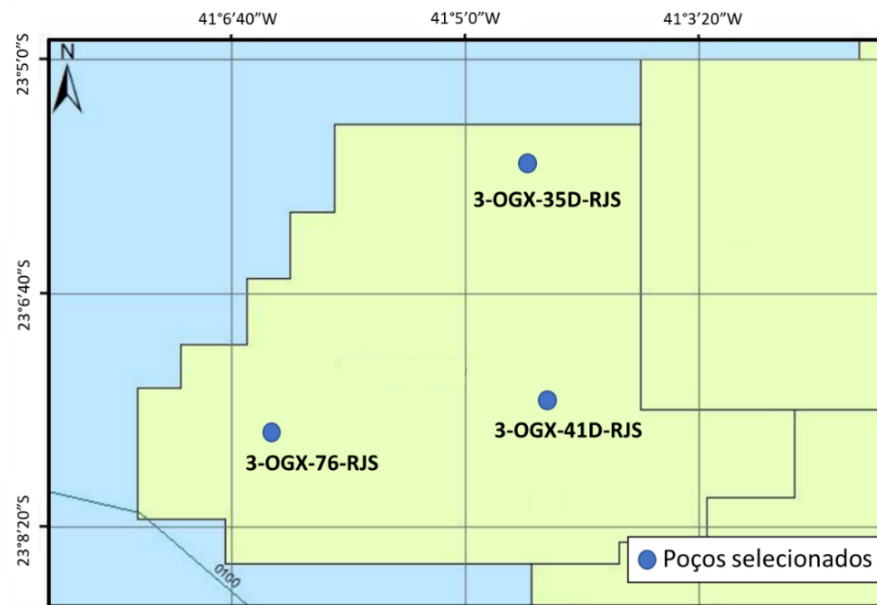


Figura 25 - Mapa do campo de Tubarão Martelo com os poços utilizados no trabalho.

4.1. Processamento dos dados

Antes de se iniciar a análise dos dados recebidos, é realizado o processamento dos mesmos. O processamento visa extrair ruídos e sinais indesejados que possam dificultar a interpretação dos dados originais. Ainda que alguns poços possuíssem além dos dados brutos, os dados processados, na possibilidade de se realizar um novo processamento, este deve sempre ser feito, pois possibilita o controle de quais dados serão filtrados e se tal procedimento foi realizado da melhor maneira.

4.1.1. Pré-processamento

O primeiro passo para que se faça processamento dos dados é checar se todas as curvas necessárias estão presentes no *dataset* de cada ferramenta. No trabalho em questão, a curva de Velocidade do Cabo (do inglês *Cable Speed* – CS) estava ausente no *dataset* da ferramenta de RMN. Para solucionar este problema, foi utilizado o software DLIS Info View® a fim de verificar quais ferramentas estavam acopladas junto com a ferramenta de RMN durante a descida no poço. Uma vez que a velocidade do cabo é a igual para todas as ferramentas utilizadas em uma mesma corrida, utilizando Techlog® a curva de CS foi copiada de uma ferramenta do mesmo *tool string* para o *dataset* de RMN.

Para assegurar a qualidade do dado copiado, foram ainda comparadas algumas curvas presentes nos dois *datasets* com a finalidade de verificar se as profundidades estavam

correspondentes. É válido ressaltar que a velocidade do cabo é importante para o processamento, pois é útil para checar os momentos em que a ferramenta pode ter ficado presa no poço, o que é prejudicial a qualidade dos dados, porém pode ter suas falhas minimizadas.

4.1.2. Windows Sum e Inversão

Os módulos iniciais de processamento utilizados no Techlog® para dados de RMN são conhecidos como *Windows Sum* e Inversão. O método *Windows Sum*, através de um algoritmo interno, faz o cálculo da média dos ecos brutos e também da fase do sinal, este processo é feito principalmente para melhorar a relação sinal-ruído dos dados. É a partir desta função que é gerada uma matriz com a amplitude do eco que será utilizada no processo de inversão. Esta fase é importante para que os ruídos provenientes do ambiente e da ferramenta não afetem o dado final que será analisado. Após selecionados os dados a serem processados e se executar o *Windows Sum*, é gerada uma janela com curvas de velocidade do cabo, ecos do sinal e ruídos, esta utilizada para fazer o controle de qualidade desta etapa (Figura 26).

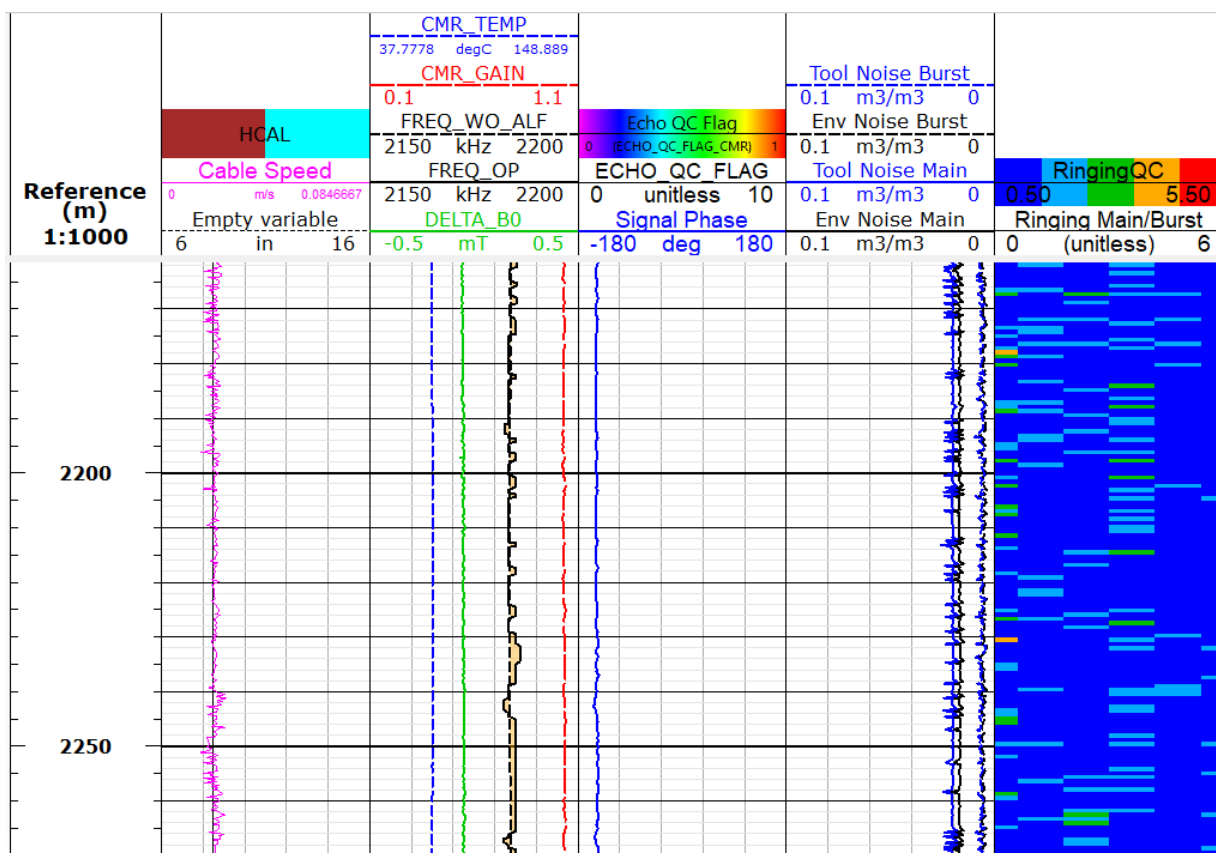


Figura 26 - Resultado da fase *Windows Sum* do processamento e controle de qualidade para um intervalo do poço 3-OGX-41D-RJS.

O método de inversão utiliza uma série de curvas para aplicar a Transformada Inversa de Laplace que gera a curva de distribuição de T_2 . Dentro deste módulo são aplicadas correções de velocidade de T_2 , dados processados pela fase anterior são transformados em distribuições de T_2 , ocorre cálculo de porosidade da ressonância magnética a partir da distribuição de T_2 , entre outras funções. O perfil com as distribuições de T_2 que será posteriormente interpretada é gerada nesta fase do processamento, sendo possível visualizar as distribuições em forma de seções de acordo com a profundidade (Figura 27)

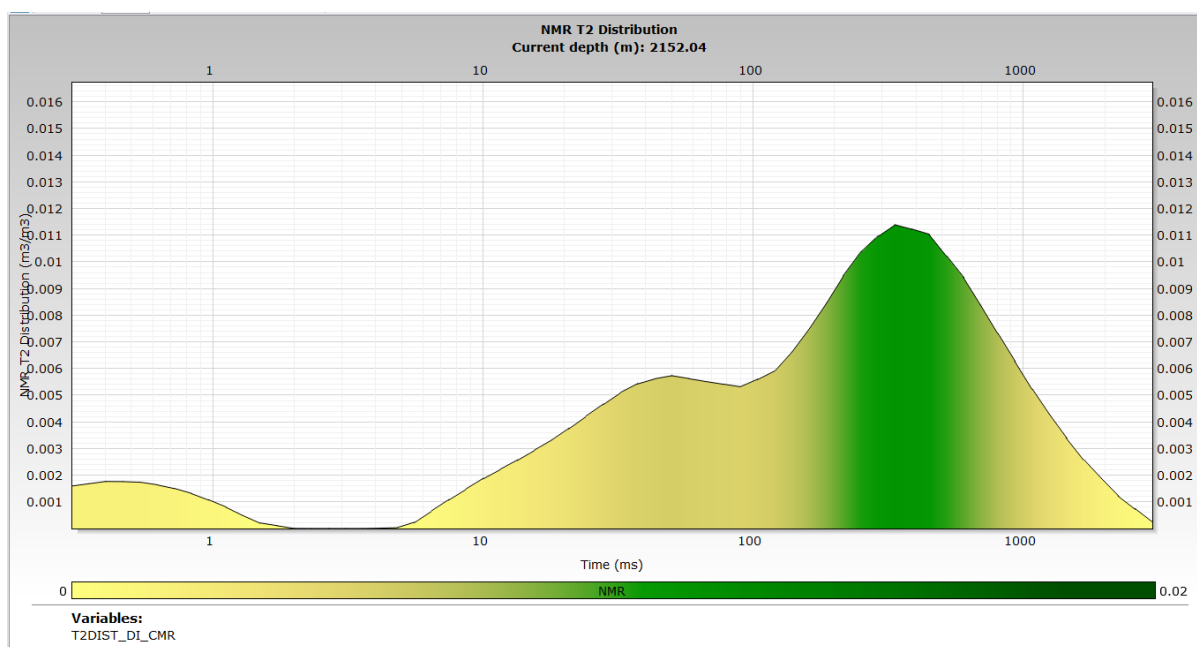


Figura 27 - Exemplo da distribuição de T_2 para a profundidade de 2152.04m após realizada a inversão. A escala de cores, assim como a altura da linha, corresponde a intensidade: quanto maior for o número de poros de determinado tamanho, maior será a altura da linha e a intensidade da cor.

4.2. Particionamento (T_2 Cutoff ou CIPHER)

Rochas carbonáticas são conhecidas por serem altamente heterogêneas, característica que impacta fortemente na distribuição de poros destas rochas. Devido a fatores como recristalização, cimentação, dissolução e faturamento, que atingem os depósitos carbonáticos, uma única amostra de pode possuir uma grande variação no tamanho de poros. Desta forma, a identificação adequada destas classes e sua influência nos parâmetros petrofísicos é crucial para se obter maior acurácia no cálculo da saturação de hidrocarbonetos (AL JA'AIDI, O. et al., 2015). Através do tempo de relaxação de T_2 , fornecidos pela ferramenta de RMN, é possível se realizar uma estimativa da

distribuição de porosidade, a qual pode ser particionada (micro, meso e macroporos) através de dois métodos: T_2 *Cutoff* e CIPHER.

Historicamente, os tamanhos de poros vêm sendo subdivididos em microporos e macroporos tomando base no que era possível se enxergar através de um microscópio de luz visível (macro) ou não (micro) (CANTRELL & HAGERTY, 1999, apud AL JA'AIDI, O. et al., 2015). Tradicionalmente, a distribuição de T_2 tem sido utilizada para separar a porosidade em micro e macroporos com um único *Cutoff* (do inglês, ponto de corte), ou em micro, meso e macroporos com o uso de dois *Cutoffs*. O método de T_2 *Cutoff* aplica pontos de corte precisos para a estimativa das porosidades micro, meso e macro.

Para a obtenção exata dos valores de T_2 *Cutoff* são feitas análises de laboratório que oferecem um valor exato para cada um dos pontos de corte, no entanto, na ausência destes dados (como é o caso deste trabalho), são utilizados valores gerais da literatura. De acordo com Machado et al. (2012), para rochas carbonáticas os valores desses dois pontos de corte variam entre 100 e 300 milissegundos, para a separação entre micro e mesoporos, e 800 milissegundos até 1 segundo para a subdivisão entre meso e macroporos. Os valores comumente utilizados na indústria para carbonatos são de 100 e 900 milissegundos.

Diferentemente, o método CIPHER, descrito por Clerke *et al* (2014), como pode ser visto na Figura 28, realiza uma análise espectral completa do sinal do sistema de poros a partir do espectro de T_2 do RMN, ao particionar a porosidade utilizando uma decomposição Gaussiana. A vantagem de se utilizar o CIPHER sobre a comum prática de se fixar os pontos de corte nas distribuições de T_1 e T_2 para o caso de carbonatos é a extrapolação espectral para poros muito grandes. Poros muito grandes são pobremente representados nas medidas de RMN para carbonatos e são prejudicados devido aos efeitos de difusão. A utilização do ajuste Gaussiano permite sobrepor este problema.

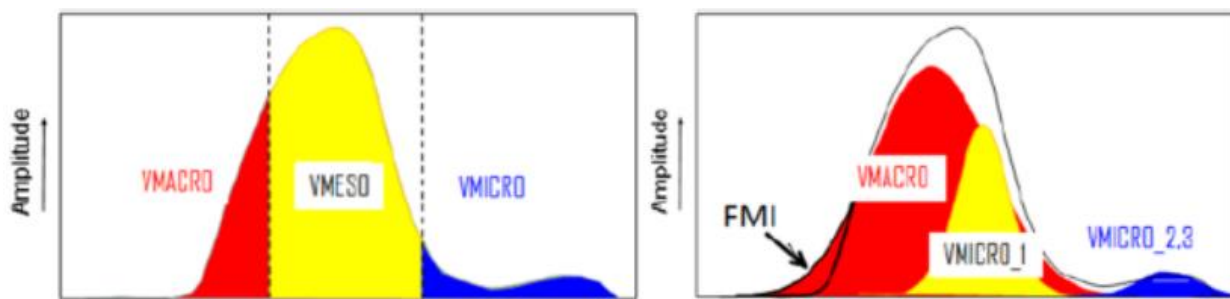


Figura 28 - Comparação entre o método tradicional de particionamento e a análise espectral do CIPHER. (AL JA'AIDI O. et al., 2015)

4.2.1. T_2 Cutoff

A aplicação dos *cutoffs* foi feita através de um código desenvolvido no *Python* para Techlog. Foram selecionados os dados de RMN já processados e, a partir de dados da literatura, foram definidos os valores de 100 ms para o ponto de corte entre as porosidades micro e meso, e 900ms para o ponto de corte entre as porosidades meso e macro. Os limites da distribuição de T_2 foram definidos como 0,3 ms e 3000 ms. A execução do código gera um *display* com as curvas de distribuição de T_2 (T2DIST_DI_CMR), porosidade de RMN (MRP_CMR) e com os volumes de micro, meso e macroporos (VMICRO, VMESO, VMACRO), para que se possa fazer um controle básico de qualidade antes de executar a função, conforme representado na Figura 29. O método tem como produto final a geração de 3 curvas com o volume de cada tamanho de poros (VMicro, VMeso e VMacro) que são representados em uma escala de azul, facilitando a interpretação (Figura 30).

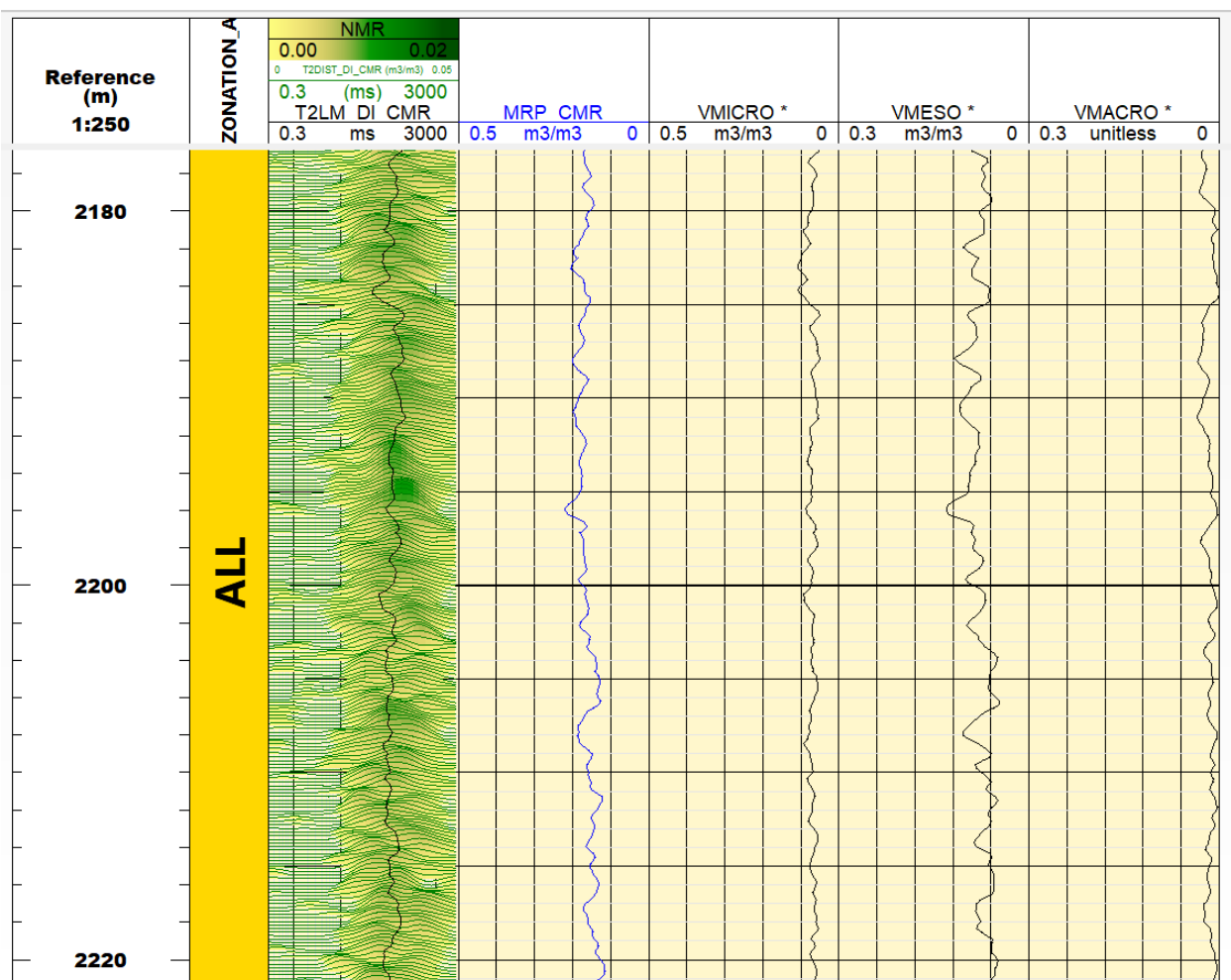


Figura 29 - Representação das curvas de volume de porosidade após aplicado o código Python para o particionamento.

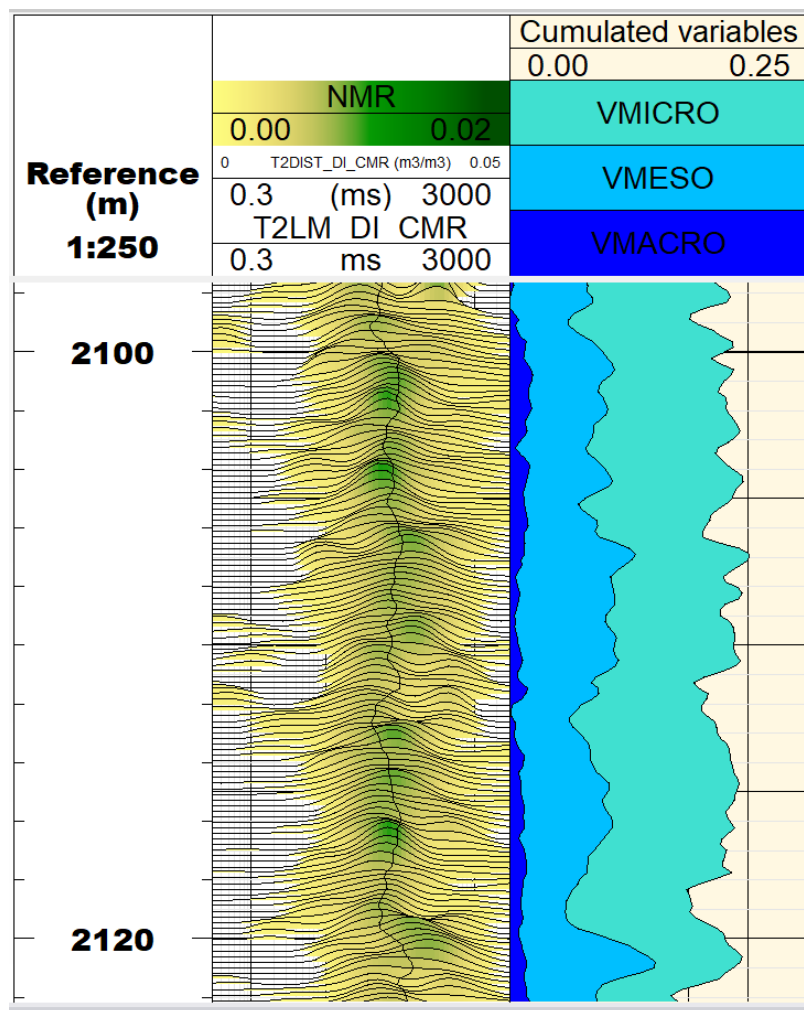


Figura 30 - Curva de distribuição de T2 juntamente com as curvas de distribuição de tamanhos de poros (VMicro, VMeso e VMacro).

4.2.2. CIPHER

Ao invés de se utilizar de valores fixos de *cutoff*, este método assume que cada tamanho de poro é representado como uma distribuição Gaussiana. O modelo determina elementos apropriados para classificar os poros em três tamanhos distintos chamados de Micro22, Micro1 e Macro, correspondentes a localizações específicas no domínio do tempo. Os poros do grupo Micro22 possuem o menor tamanho e estão geralmente associados com lamas carbonáticas e com poros comumente preenchido por água. O grupo Micro1 corresponde a poros um pouco maiores, em que estão geralmente preenchidos por óleo (quando em colunas de óleo de tamanho moderado) (AL JA'AIDI et al, 2015). O grupo Macro está relacionado aos macroporos, elementos que são extremamente importantes e frequentemente mal representados em outros métodos de particionamento.

Como o método do CIPHER não é completamente automatizado, algumas ações devem ser feitas antes de se executar a ferramenta. Primeiramente, se seleciona um intervalo pequeno (neste caso, entre as profundidades de 2150m e 2152m) da curva de distribuição de T_2 onde ocorra bimodalidade. Este passo é feito para que o ajuste das Gaussianas seja mais representativo e capaz de identificar intervalos de todo o poço onde ocorra mais de um tipo de porosidade. É então aplicada a função *Stacked Mode* (Empilhamento) para que todas as curvas do intervalo selecionado sejam somadas, formando uma única curva (em verde, na Figura 31)

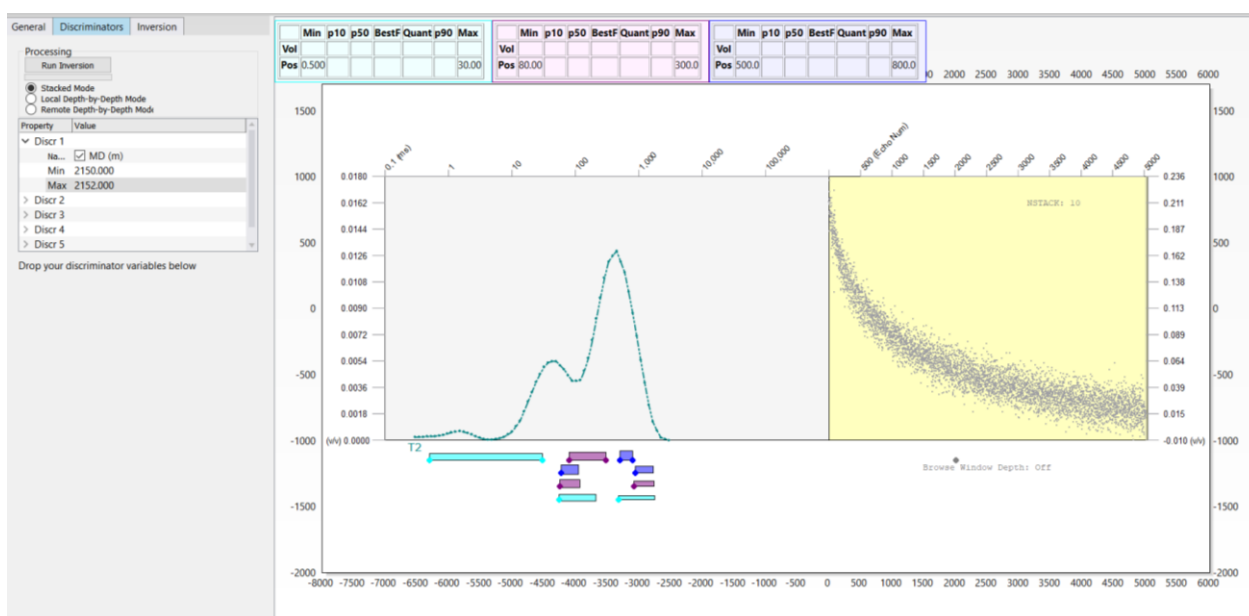


Figura 31 - Resultado da função Stacked Mode para o intervalo entre as profundidades de 2150m e 2152m.

É realizado então o ajuste das Gaussianas buscando se atingir a forma da curva gerada pela função *Stacked Mode*. Para definir a largura de cada uma das três Gaussianas, são definidos valores máximos e mínimos de T_2 , entre estes valores estará localizado o pico de cada curva. Este método é manual e basicamente consiste de uma série de tentativas e erros buscando as melhores curvas de ajuste (Figura 32). Neste trabalho foram realizadas mais de 50 tentativas de ajuste para cada um dos três poços, e foi escolhido um ajuste para cada poço, com exceção do poço 3-OGX-41D-RJS em que foram escolhidos e aplicados dois ajustes de gaussianas, conforme explicitado na Tabela 3. Foram escolhidos dois, ao invés de apenas um ajuste da Gaussiana para que houvessem dois resultados do CIPHER disponíveis para comparação, permitindo a discussão na variabilidade dos resultados do próprio método.

Tabela 3 - Valores utilizados para ajuste das Gaussianas no poço 3-OGX-41D-RJS.

	Macro		Micro 1		Micro 22	
	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
PADRÃO A	900	450	250	150	100	0.5
PADRÃO B	800	500	300	80	50	0.5

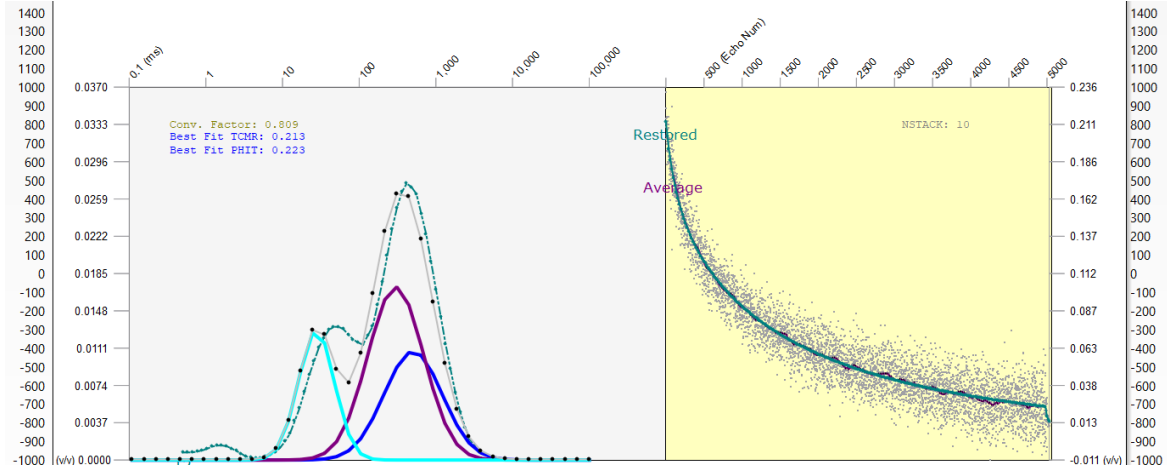


Figura 32 - Exemplo gráfico do ajuste de Gaussianas realizado com os valores mínimos e máximos do Padrão B.

Após selecionados os valores, o padrão das Gaussianas é aplicado a todo o poço, gerando uma distribuição de porosidade em todas as profundidades. A fim de viabilizar a comparação destes resultados com aqueles extraídos anteriormente pelo particionamento de *cutoff*, as curvas foram também representadas em forma de *array* em uma escala de azul, conforme será apresentado posteriormente.

4.3. Cálculo de Permeabilidade (K_{SDR} e K_{MACRO})

Após realizado o processo de particionamento, é então calculada a permeabilidade, esta que neste trabalho foi calculada através das equações de K_{SDR} e K_{MACRO} , descritas a seguir. O modelo K_{SDR} – (Schlumberger-Doll Research, centro de pesquisas onde este modelo foi desenvolvido) provém de um importante modelo matemático conhecido como Kozeny-Carman (SOUZA, 2012). Nesta equação, K é a permeabilidade, ϕ é a porosidade de RMN, ρ é a relaxação superficial, T_{2lm} corresponde a uma média logarítmica de T_2 , A, B e C são todas constantes determinadas a partir de dados experimentais.

$$K_{SDR} = A\phi^C(\rho T_{2lm})^B$$

De acordo com Machado (2012), a constante A é tradicionalmente definida como 0.4 para carbonatos, a fim de considerar a diferença na relaxação superficial. Para carbonatos o valor de C

pode variar entre 2 e 4, quando a porosidade possui alta variabilidade o valor é fixado em 4. Os valores para relaxação superficial ρ tipicamente variam entre 1 e 3, e pode ser influenciado pelo fluido presente, se a rocha for molhável a água $\rho = 3$, mas se for molhável a óleo $\rho = 1$. De acordo com o trabalho de Borre & Coffey (2014), estudo realizado com carbonatos do Albiano na Bacia de Santos, a molhabilidade destas rochas tende a ser mista, permitindo que se assuma $\rho = 2$. Por fim, o expoente B é normalmente fixado em 2. Os valores apresentados para a equação de K_{SDR} estão todos relacionados a carbonatos de bacias sedimentares brasileiras.

Quando a macroporosidade é significativa, tipicamente 2 pu ou mais, uma nova equação, conhecida como K_{MACRO} (MACHADO, 2012), a qual é uma forma modificada da fórmula de Timur e Coates (K_{TIM}), é então utilizada. Essa equação é utilizada uma vez que T_{2lm} perde a sensibilidade no cálculo do tamanho de macroporos – devido a influência da relaxação por difusão, uma vez que em macroporos os prótons precisam percorrer uma longa distância entre uma e outra superfície do poro. Contudo, ainda há sensibilidade para medir o volume de macroporos. A equação de K_{MACRO} é dada por:

$$K_{MACRO} = A\phi^C \left(\frac{V_{MACRO}}{\phi - V_{MACRO}} \right)^B$$

Onde K_{MACRO} é a permeabilidade computada na presença de macroporos, V_{MACRO} é o volume de macroporosidade a partir do particionamento do RMN, A é um pré-multiplicador para o cálculo da permeabilidade, B é o expoente relacionado ao raio da macroporosidade e C é o expoente da porosidade (MACHADO et al., 2012). Os valores das constantes B e C para carbonatos são comumente fixados em 2 (OMAR et al., 2010; IQBAL et al., 2009), enquanto o valor de A varia entre 1 e 3 (OMAR et al., 2010; IQBAL et al., 2009; AL ARFI, S. A. et al., 2006). É válido ressaltar que para os parâmetros relacionados a equação K_{MACRO} não foram encontrados valores na literatura que estejam diretamente relacionados a carbonatos em bacias sedimentares brasileiras.

O cálculo da permeabilidade é, também, calculado através de um código Python no Techlog (Figura 33). Para sua execução, são definidos os coeficientes de cada equação de acordo com os dados da literatura expostos na seção anterior e são selecionados os dados que foram resultado do particionamento (T_2 Cutoff e CIPHER), quando feito o cálculo de K_{MACRO} (o K_{SDR} independe do particionamento). A execução do código origina as curvas de permeabilidade relacionadas a cada fórmula (K_{MACRO} ou K_{SDR}) de acordo com os parâmetros inseridos. Como existem alguns parâmetros variáveis, aqueles que não possuem um valor fixo bem definido na literatura, foram

geradas diversas curvas de permeabilidade, a fim de identificar qual o valor mais adequado para cada um destes parâmetros e, juntamente, se analisar o impacto que estes parâmetros impõem sobre as medidas de permeabilidade.

Name	ame in the loo	Type	Family	Measurement	Unit	Value	Mode
T2LM	t2lm	Variable	NMR T2 Logarithmic Mean		ms	T2LM_DI_C...	In
a_sdr		Number				0.4	
b_sdr		Number				2	
c_sdr		Number				4	
MRP_CM		Number			m3/m3		
KSDR	ksdr	Variable	Permeability		mD	KSDR	Out
rho		Number				2	


```

1 LOOP:
2   ksdr = a_sdr*(mrp_cm*c_sdr)*((rho*t2lm)**b_sdr)
3   print(ksdr)
4

```

Figura 33 - Fórmula para o cálculo do Ksdr escrita em forma de código Python dentro do Techlog.

Quando os parâmetros (A, B, C e ρ) não são conhecidos, os valores são ajustados até que a permeabilidade calculada corresponda a uma referência, a qual pode ser adquirida através de análises de laboratório com plugues ou conhecimento das rochas locais. Na ausência de dados de laboratório, como é o caso deste trabalho, a permeabilidade (K) foi ajustada de acordo com valores mínimos e máximos para a permeabilidade em rochas semelhantes (carbonatos – *grainstones* e *packstones*), provenientes do mesmo intervalo de tempo geológico (Albiano) e também de localidade próxima, dentro da Bacia de Campos.

Desta forma, os artigos de Archilla (2013), Neto (2013) e Carrasquilla (2014), os quais apresentam as características acima citadas, foram utilizados como base para correções e análises realizadas neste trabalho. Dentre as demais informações presentes nos artigos, foram levados em especial consideração os valores de variação na permeabilidade, definidos entre 0.5mD chegando até 600 mD (ARCHILHA, 2013). Estes valores serviram como guia para os ajustes nas curvas de permeabilidade.

4.4. Processamento de Perfil de Espectroscopia de Captura Elementar

A fim de conhecer quais são as rochas que estão sendo analisadas pelo RMN, foi feita uma análise complementar com a ferramenta ECS (do inglês, *Elemental Capture Spectroscopy*) no poço 3-OGX-41-RJS, o único dos três poços com estes dados disponíveis. Essa ferramenta mede e processa o número de raios gama recebidos pelo detector, em níveis específicos de energia. O perfil

obtido é o resultado de concentrações de elementos químicos derivados dos níveis de energia característicos dos raios gama emitidos pelo núcleo medidos pela ferramenta. O processamento destes dados é feito através do plugin ELAN, no software *Techlog*. Como resultado, as medidas permitem identificar frações de carbonatos, gipsita, anidrita, quartzo, feldspato, mica, pirita, siderita, carvão e sal para análises de reservatórios complexos (Figura 34).

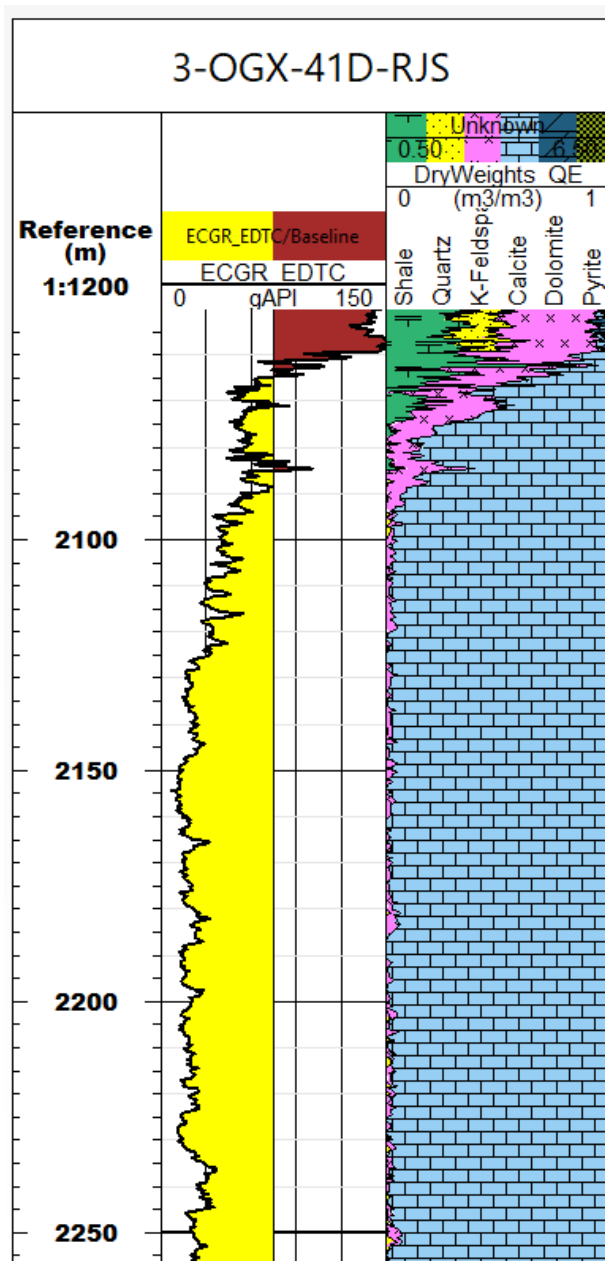


Figura 34 - Curvas de Raios Gama e Espectroscopia

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1. O ajuste de gaussianas do método CIPHER

A fim de se comparar a eficiência do CIPHER e a importância de um bom ajuste das gaussianas, para o poço 3-OGX-41-RJS foram realizados dois particionamentos utilizando este método. Conforme pode ser visto na Figura 35, o particionamento realizado pelo CIPHER (coluna central e direita) é visivelmente diferente do particionamento realizado pelo método de T_2 Cutoff (coluna da esquerda). Contudo, ao se analisar particularmente as duas curvas obtidas com CIPHER com dois diferentes ajustes de gaussianas, nota-se que os volumes apresentam certas divergências, tais como a linearidade das curvas e a variação no volume de microporos (curva Micro23_PHI_bf_td na Figura 35). É válido ressaltar que a única diferença no processamento destes dois particionamentos foi o ajuste manual das gaussianas. Os valores dos ajustes estão melhor detalhados na Tabela 3, citada anteriormente.

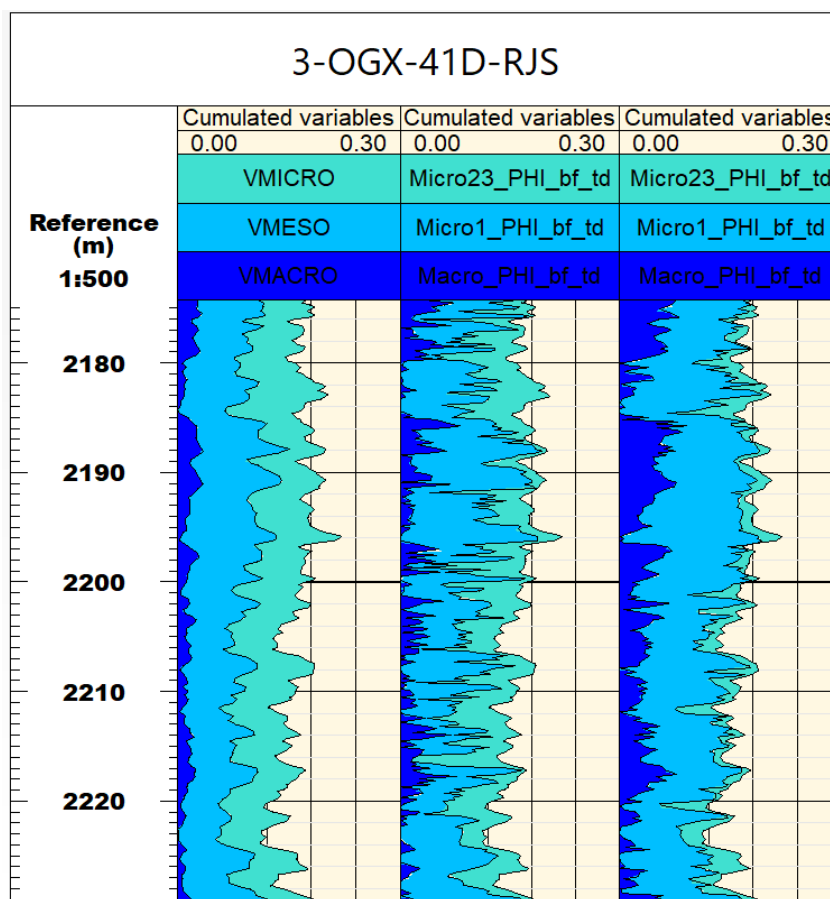


Figura 35 - Curvas com volumes de micro, meso e macroporos definidas com os particionamentos, T_2 Cutoff, CIPHER Padrão A e CIPHER Padrão B, respectivamente.

O resultado final do particionamento CIPHER com padrão A (Tabela 3) de ajuste de gaussianas (coluna central da Figura 35) possivelmente não é o modelo mais adequado para o prosseguimento do cálculo de permeabilidade. Isso porque, o alto número de picos e alta variabilidade do particionamento não coincide com a resolução da ferramenta. Ao se comparar a curva de porosidade com a de permeabilidade K_{MACRO} na Figura 46 fica claro que as curvas não possuem a mesma resolução. Considerando que a curva de porosidade é retirada diretamente do dado bruto, enquanto a curva de K_{MACRO} é extraída a partir de um dado modificado pelo particionamento pelo CIPHER, o padrão de resolução da ferramenta está de acordo com a curva de porosidade. Ou seja, em tão curta variação de profundidade, dificilmente a ferramenta seria capaz de captar mudanças tais como as apresentadas no particionamento CIPHER Padrão A. Desta forma, para o poço 3-OGX-41D-RJS o ajuste de gaussianas Padrão B (Tabela 3) de particionamento CIPHER apresenta o resultado mais satisfatório.

Com intuito de analisar o caráter de repetibilidade de um mesmo ajuste de gaussianas, o mesmo ajuste utilizado no poço 3-OGX-41D-RJS (valores exemplificado na Tabela 3) foi aplicado aos poços 3-OGX-35D-RJS e 3-OGX-76-RJS. No entanto, o resultado obtido não foi satisfatório, como pode ser visto na Figura 37, implicando na necessidade de se gerar ajustes para cada um dos poços. Desta forma, assume-se que um mesmo ajuste de gaussianas pode não ser adequado para outros poços ainda que estes estejam na mesma região. Diferentemente, o método de T_2 Cutoff é aplicável para todos os poços, pois independe de ajustes manuais específicos para cada poço.

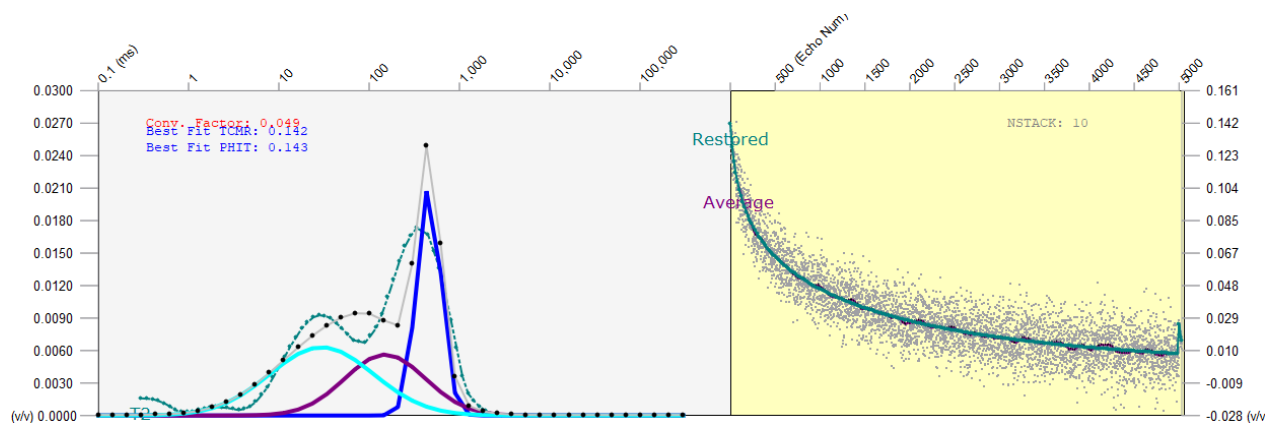


Figura 36 - Tentativa de ajuste de Gaussiana para dados do poço 3-OGX-35D-RJS utilizando os mesmos valores aplicados no ajuste de gaussianas (Padrão B) do poço 3-OGX-41D-RJS.

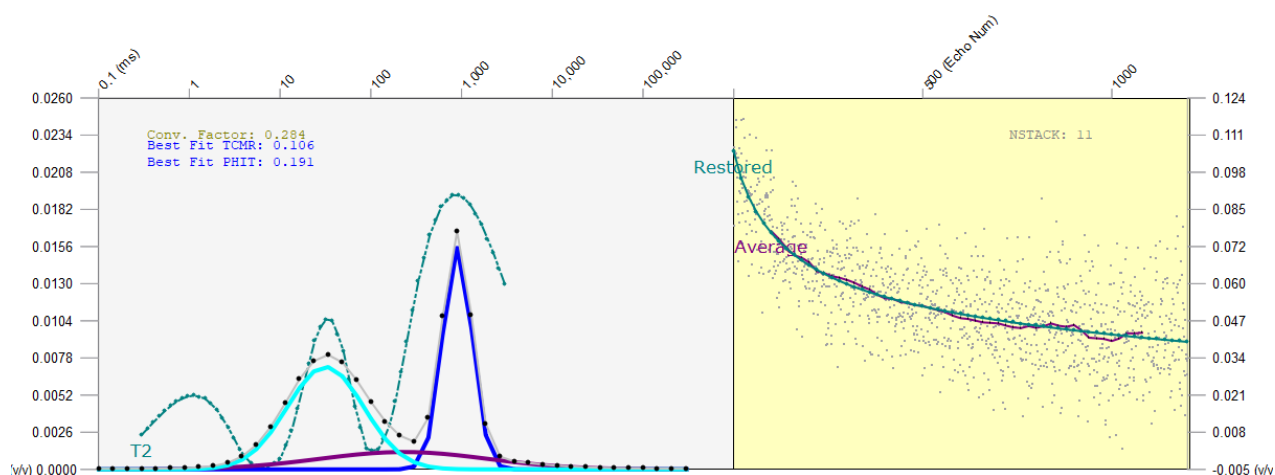


Figura 37 - Tentativa de ajuste de Gaussiana para dados do poço 3-OGX-76-RJS utilizando os mesmos valores aplicados no ajuste de gaussianas (Padrão B) do poço 3-OGX-41D-RJS

5.2. As curvas de particionamentos T_2 Cutoff e CIPHER

Após realizados os particionamentos pelos métodos T_2 Cutoff e CIPHER, foram geradas as curvas para os poços 3-OGX-41D-RJS, 3-OGX-35D-RJS e 3-OGX-76-RJS (Figura 38, Figura 39 e Figura 40, respectivamente). A análise das curvas, permite inferir que nos três poços, o particionamento pelo método CIPHER fornece maior destaque aos macroporos (curvas em azul escuro), conforme o esperado. O que pode ocorrer em apenas alguns intervalos, como por exemplo, a partir de 2300m no poço 3-OGX-41D-RJS na Figura 38, porém pode também ser predominante ao longo de todo o poço como pode ser visto na Figura 40 do poço 3-OGX-76-RJS.

Tal aumento pode ocorrer com a diminuição do volume de mesoporos (curva em azul claro) como na Figura 38, relacionada ao poço 3-OGX-41D-RJS, com a diminuição do volume de microporos (curva em verde claro) como na Figura 39 do poço 3-OGX-35D-RJS, ou até com a diminuição de ambos, como pode ser visto no poço 3-OGX-76-RJS da Figura 40.

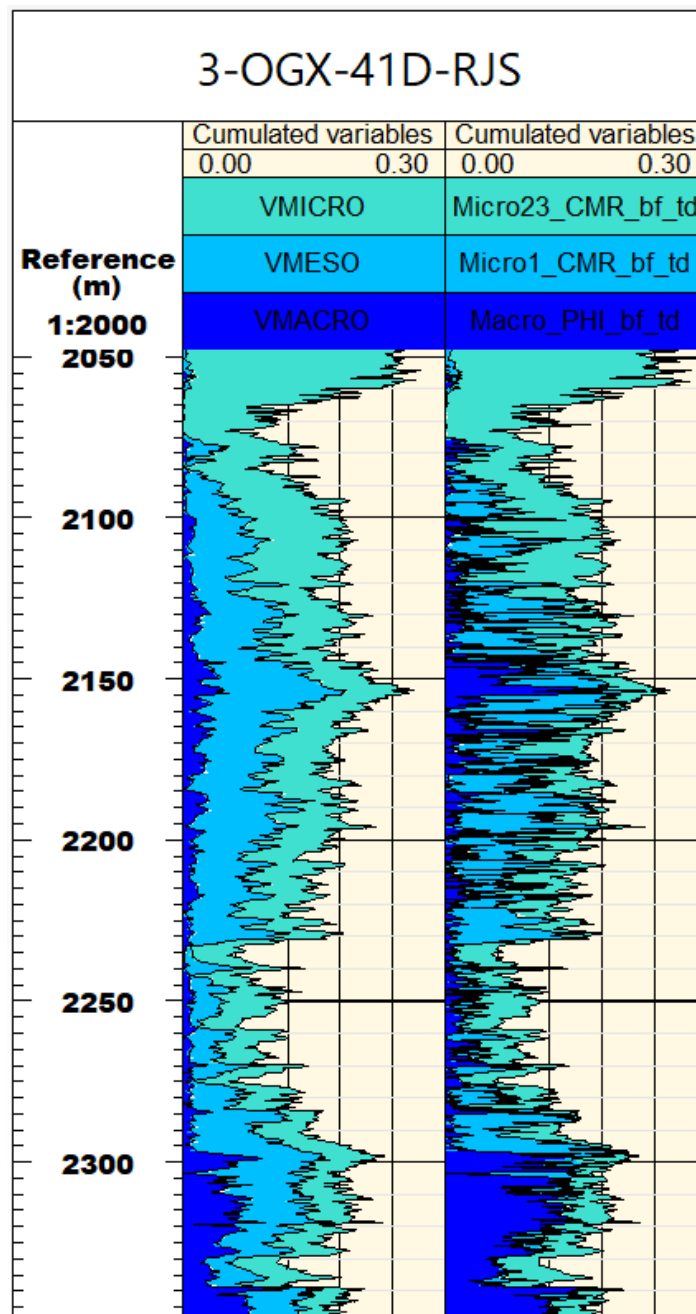


Figura 38 -Particionamento aplicado ao poço 3-OGX-41D-RJS: T_2 Cutoff (à esquerda) e CIPHER (à direita)

Diferentemente, o método de particionamento T_2 Cutoff oferece maior constância, oferecendo uma variação menor e baixo número de picos, apresentando um aspecto visual mais suave, o qual pode ser facilmente visto no poço 3-OGX-41D-RJS (Figura 38). Para os poços 3-OGX-35D-RJS e 3-OGX-76-RJS, esse aspecto suave não é tão aparente, contudo ainda assim as curvas apresentam mudanças menos bruscas do que aquelas adquiridas pelo CIPHER.

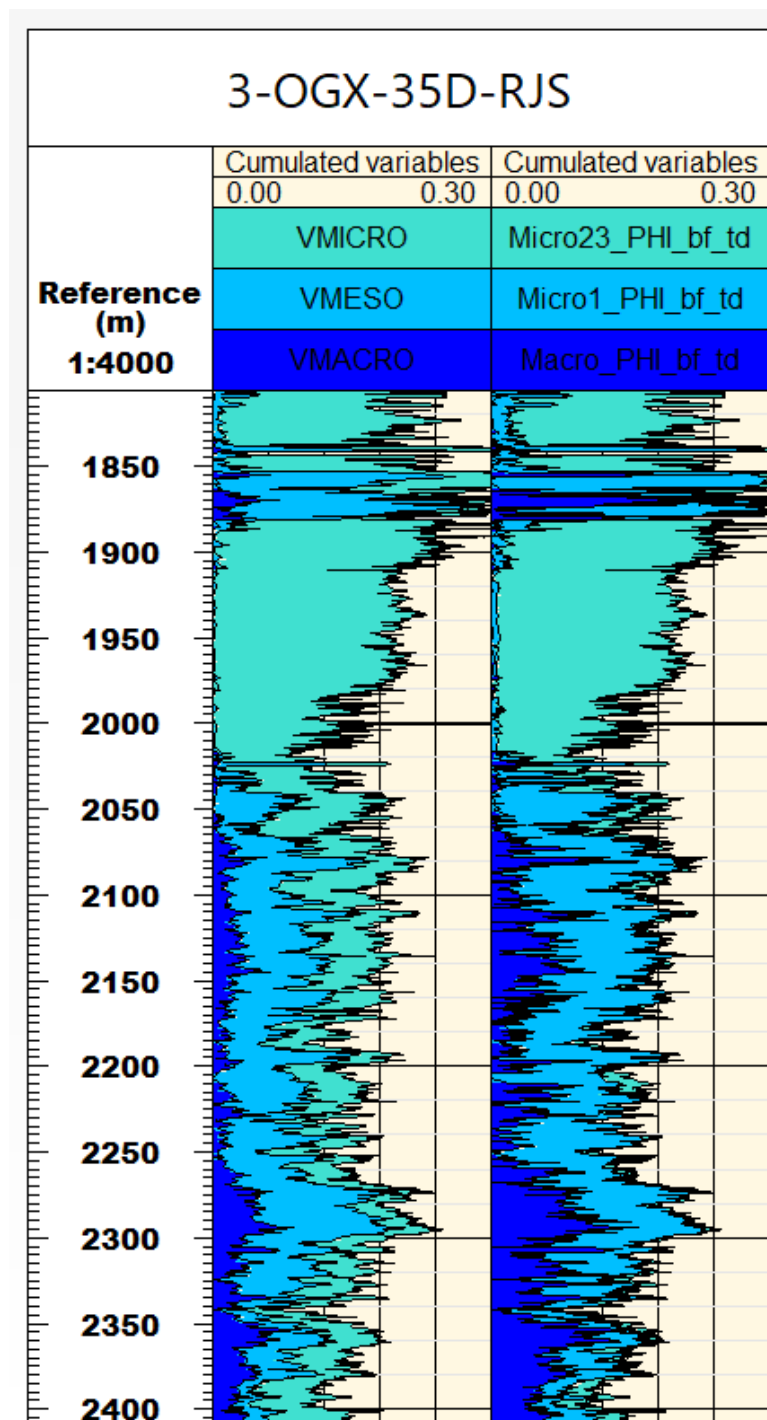


Figura 39 - Particionamento aplicado ao poço 3-OGX-35D-RJS: T2 Cutoff (à esquerda) e CIPHER (à direita)

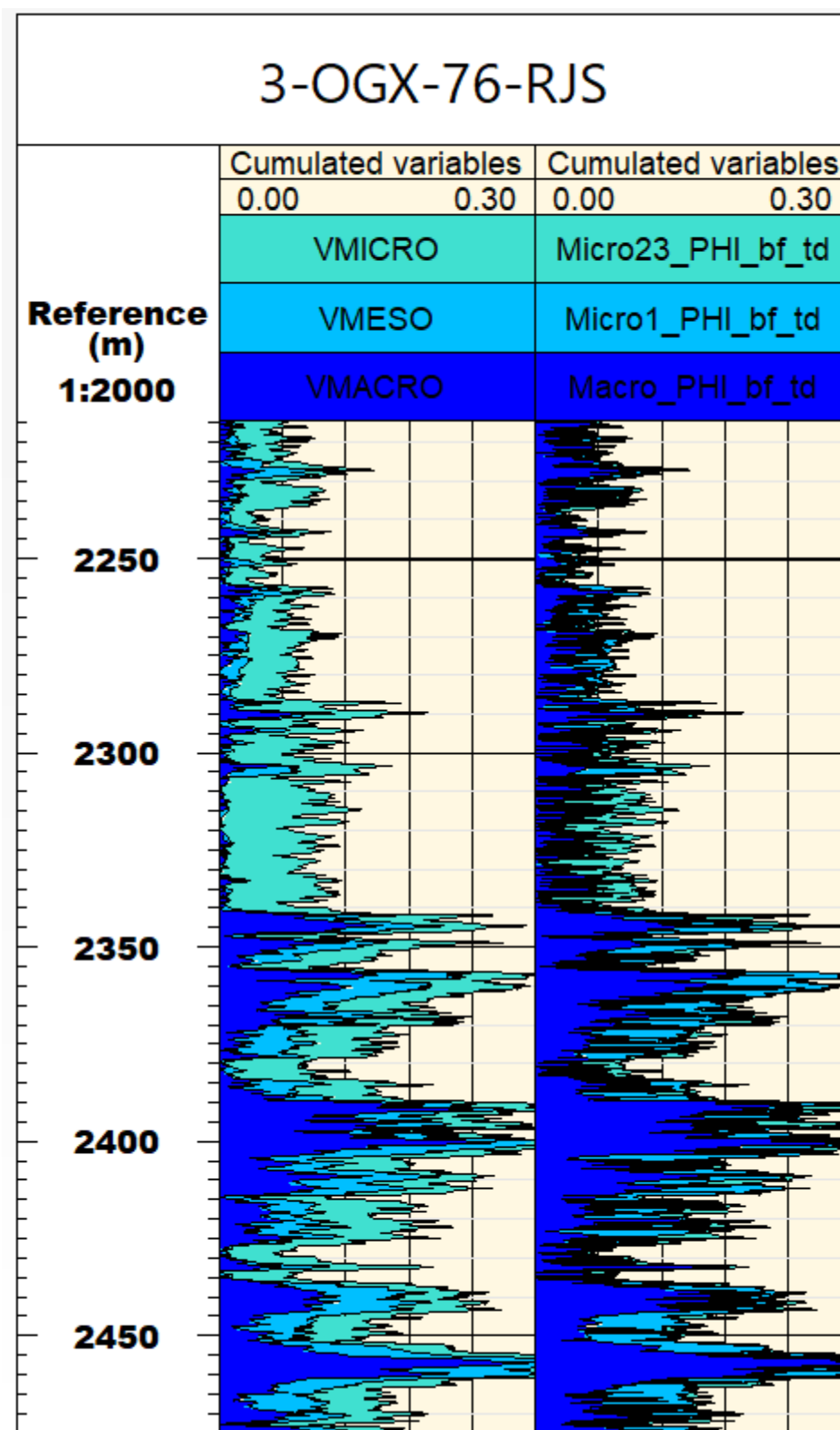


Figura 40 - Particionamento aplicado ao poço 3-OGX-76-RJS: T2 Cutoff (à esquerda) e CIPHER (à direita)

5.3. Impacto da variação de parâmetros nas equações de K_{SDR} e K_{MACRO}

5.3.1. Equação K_{SDR}

Devido a ausência de dados de petrofísica de laboratório (análises feitas com plugs) para ajuste da equação de permeabilidade K_{SDR} , os parâmetros A, B, C e ρ foram extraídos da literatura (MACHADO, 2012), conforme descrito na sessão 4.3 deste trabalho. No entanto, para se averiguar a importância de se obter valores precisos para estes parâmetros, foram geradas 3 curvas variando a constante que apresenta mais variações na literatura, a constante C. Conforme citado anteriormente, o valor de C pode variar entre 2 e 4, desta forma, foram geradas curvas com $C = 2$, $C = 3$ e $C = 4$, mantendo os valores de A (0.4), B (2) e ρ (2). Estes últimos que possuem valor fixado de acordo com dados da literatura (MACHADO, 2012).

Observando a Figura 41, para o poço 3-OGX-41D-RJS, é possível notar que as modificações no parâmetro C proporciona uma variação considerável nas curvas de permeabilidade. Por exemplo, para a profundidade de 2250m, apenas alterando o valor de C, é possível obter os valores 109mD (curva em azul), 511mD (curva em verde) e 2384mD (curva em vermelho), uma variação percentual de até 2187%. Esta variação é melhor exemplificada através da Tabela 4, onde estão dispostos os cálculos estatísticos obtidos com os valores de permeabilidade retirados do artigo de Archilha (2013) - os quais são a referência para este trabalho conforme exposto na sessão 4.3 - seguidos por três colunas com os cálculos estatísticos para a permeabilidade obtida com a equação K_{SDR} .

Tabela 4 - Cálculos estatísticos obtidos com dados de permeabilidade de Archilha (2013) (primeira coluna) e adquirido também através das curvas de permeabilidade geradas através da equação K_{SDR} (colunas seguintes) para o poço 3-OGX-41D-RJS. A coluna C=2, representa a permeabilidade obtida quando o parâmetro C é igualado a 2. Da mesma forma para as colunas C=3 e C=4.

	KSDR - 3-OGX-41D-RJS			
	ARCHILHA, 2013	C = 2	C = 3	C = 4
Valor mínimo (mD)	0.185	0.041	0.003	0.000
Valor máximo (mD)	602.300	19302.700	4013.860	834.654
Média Aritmética	60.440	1244.359	231.114	43.744
Média geométrica	4.355	213.057	31.778	4.740
Mediana	2.020	423.921	67.237	10.553
Desvio Padrão	151.488	2121.405	416.764	83.525

Cada uma das três colunas ($C = 2$, $C = 3$ e $C = 4$) da Tabela 4 representa os valores estatísticos relativos a permeabilidade obtida com a variação do parâmetro C . Ao analisar estes dados, é possível se afirmar que o melhor ajuste obtido para o poço 3-OGX-41D-RJS foi o qual considerou C igual a 4. Isso porque, os valores estatísticos retirados da permeabilidade de K_{SDR} para $C = 4$, estão na mesma escalade grandeza que os dados da referência (ARCHILHA, 2013) para todas as estatísticas dispostas, enquanto os $C = 2$ e $C = 3$ não acompanham tal similaridade.

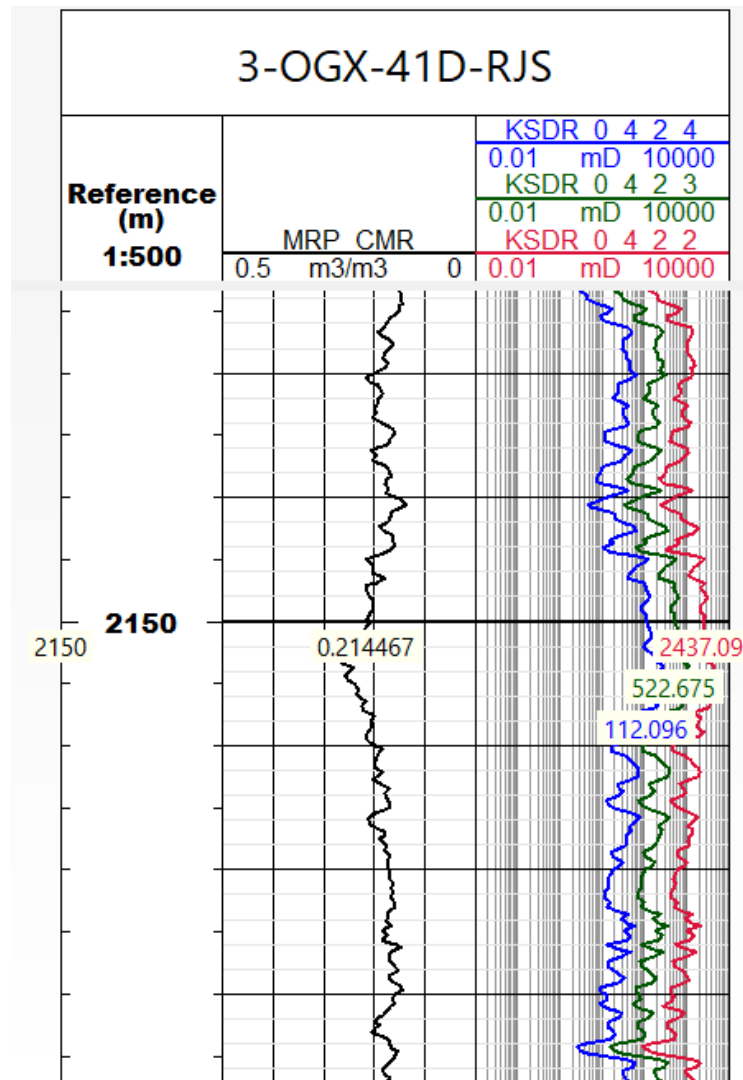


Figura 41 - Curva de porosidade (preto) juntamente com as três curvas de permeabilidade da equação K_{sdr} variando o parâmetro C . $C=2$ curva vermelho, $C=3$, curva verde e $C=4$ curva azul para o poço 3-OGX-41D-RJS.

Para os outros dois poços, 3-OGX-35D-RJS e 3-OGX-76-RJS, foram também geradas 3 curvas de permeabilidade para cada um os dados obtidos com a mesma variação do parâmetro C (valores iguais a 2, 3 e 4) para a equação K_{SDR} , como pode ser visto na Figura 42. Posteriormente

foram geradas tabelas com os cálculos estatísticos para cada uma destas curvas, os cálculos relacionados a equação de K_{SDR} se encontram na Tabela 5 e Tabela 6.

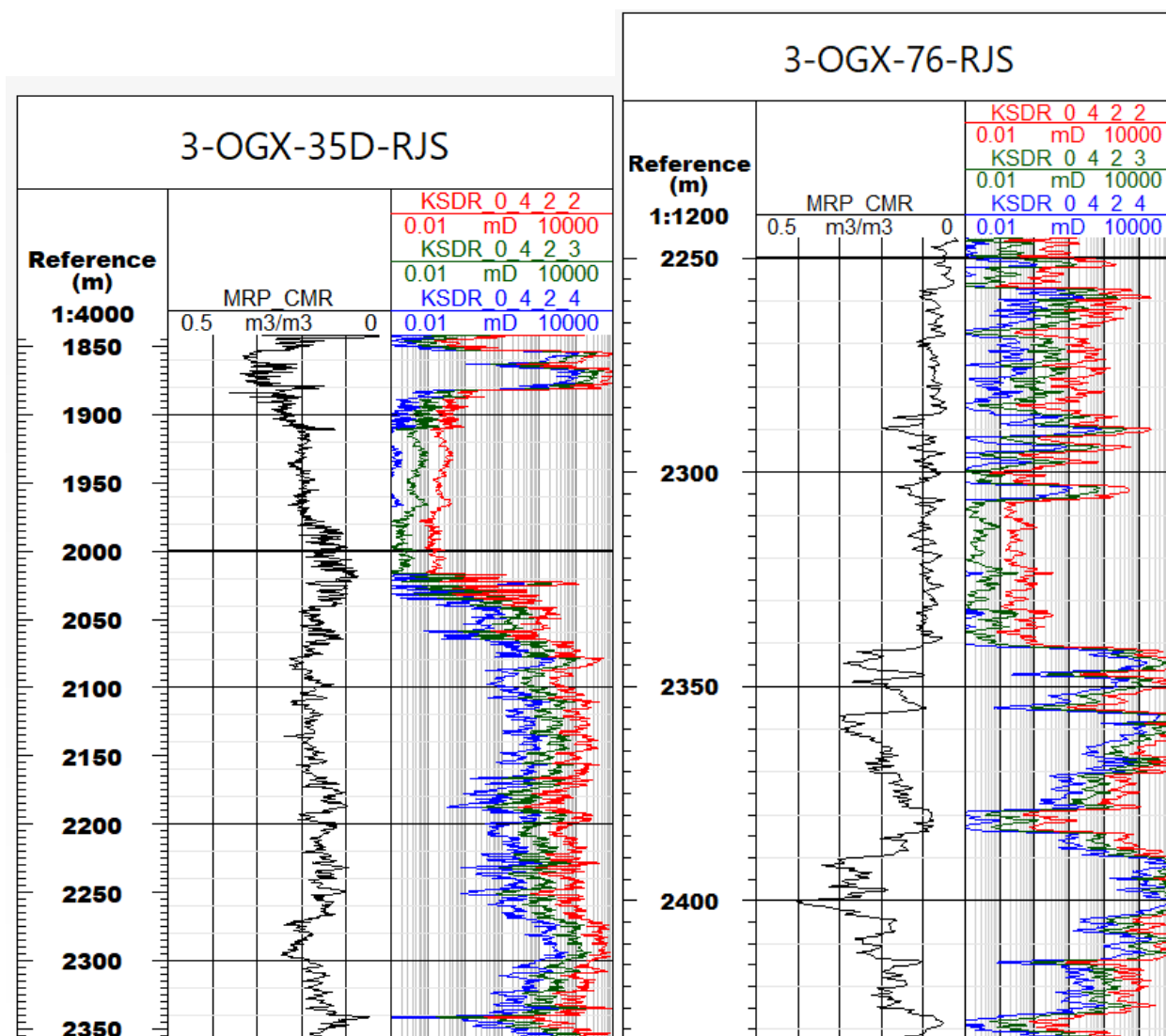


Figura 42 - Curva de porosidade (preto) juntamente com as três curvas de permeabilidade da equação K_{SDR} variando o parâmetro C. C=2 curva vermelho, C=3, curva verde e C=4 curva azul para os poços 3-OGX-35D-RJS (à esquerda) e 3-OGX-76-RJS (à direita)

A análise dos dados fornecidos pela Tabela 5, a qual dispõe os cálculos estatísticos relacionados a equação K_{SDR} para o poço 3-OGX-35D-RJS, permite afirmar que o valor mais adequado para o parâmetro C da equação de K_{SDR} também corresponde a C=4. Isso porque, os valores obtidos para C=4, da mesma forma, possuem maior semelhança e mesma escala de grandeza que os dados de Archilha (2013), fornecendo valores para média aritmética e média

geometria ainda mais próximos daqueles apresentados pelo artigo, quando comparados com os dados do poço 3-OGX-41D-RJS.

Tabela 5 - Cálculos estatísticos obtidos com dados de permeabilidade de Archilha (2013) (primeira coluna) e adquirido também através das curvas de permeabilidade geradas através da equação K_{sdr} (colunas seguintes) para o poço 3-OGX-35D-RJS. A coluna C=2, representa a permeabilidade obtida quando o parâmetro C é igualado a 2. Da mesma forma para as colunas C=3 e C=4.

	KSDR - 3-OGX-35D-RJS			
	ARCHILHA, 2013	C = 2	C = 3	C = 4
Valor mínimo	0.185	0.060	0.008	0.001
Valor máximo	602.300	17883.570	5632.406	1773.918
Média Aritmética	60.440	1125.546	236.484	53.163
Média geométrica	4.355	70.746	12.030	2.051
Mediana	2.020	372.239	54.554	8.255
Desvio Padrão	151.488	1990.714	522.521	148.325

Os cálculos estatísticos realizados sobre as variações do parâmetro C da equação de permeabilidade de K_{sdr} no poço 3-OGX-76-RJS, no entanto, não atingem resultados satisfatórios como os dois poços anteriores, como pode ser visto na Tabela 6. Para este caso, o valor de C=4 ainda aparece como o valor mais aproximado, quando comparado aos valores de C=2 e C=3, no entanto, os valores de média aritmética, geométrica e desvio padrão não se encontram na mesma escala de grandeza. Ou seja, para este poço o ajuste na equação de K_{sdr} considerando C=4 foi o melhor resultado obtido, porém não foi um resultado satisfatório.

Tabela 6 - Cálculos estatísticos obtidos com dados de permeabilidade de Archilha (2013) (primeira coluna) e adquirido também através das curvas de permeabilidade geradas através da equação K_{sdr} (colunas seguintes) para o poço 3-OGX-76-RJS. A coluna C=2, representa a permeabilidade obtida quando o parâmetro C é igualado a 2. Da mesma forma para as colunas C=3 e C=4.

	KSDR - 3-OGX-76-RJS			
	ARCHILHA, 2013	C = 2	C = 3	C = 4
Valor mínimo	0.185	0.054	0.003	0.000
Valor máximo	602.300	308719.800	143929.300	67101.750
Média Aritmética	60.440	4695.768	1502.190	518.735
Média geométrica	4.355	73.045	8.732	1.044
Mediana	2.020	99.419	10.038	0.892
Desvio Padrão	151.488	17239.712	7095.176	3057.451

5.3.2. Equação K_{MACRO}

Da mesma forma, foi variado o parâmetro A da equação K_{MACRO} , uma vez que a grande maioria dos artigos revisados considera os mesmos valores para B e C (OMAR, 2010; IQBAL, 2009; AL ARFI, S. A, 2006) enquanto para o parâmetro A os valores variam entre 1 e 3 (OMAR, 2010; IQBAL, 2009; AL ARFI, S. A, 2006), conforme discutido na sessão 4.3 deste trabalho. Como esta equação leva em consideração o volume de macroporos, ou seja, considera o particionamento, utilizou-se os resultados obtidos com o particionamento T_2 Cutoff e com o CIPHER. Foram geradas, então, 4 curvas para cada método de particionamento, como pode ser visto na Figura 43. Adicionalmente, foram geradas duas tabelas com dados estatísticos tanto para as permeabilidades obtidas através do particionamento T2 Cutoff (Tabela 7), quanto para CIPHER (Tabela 8).

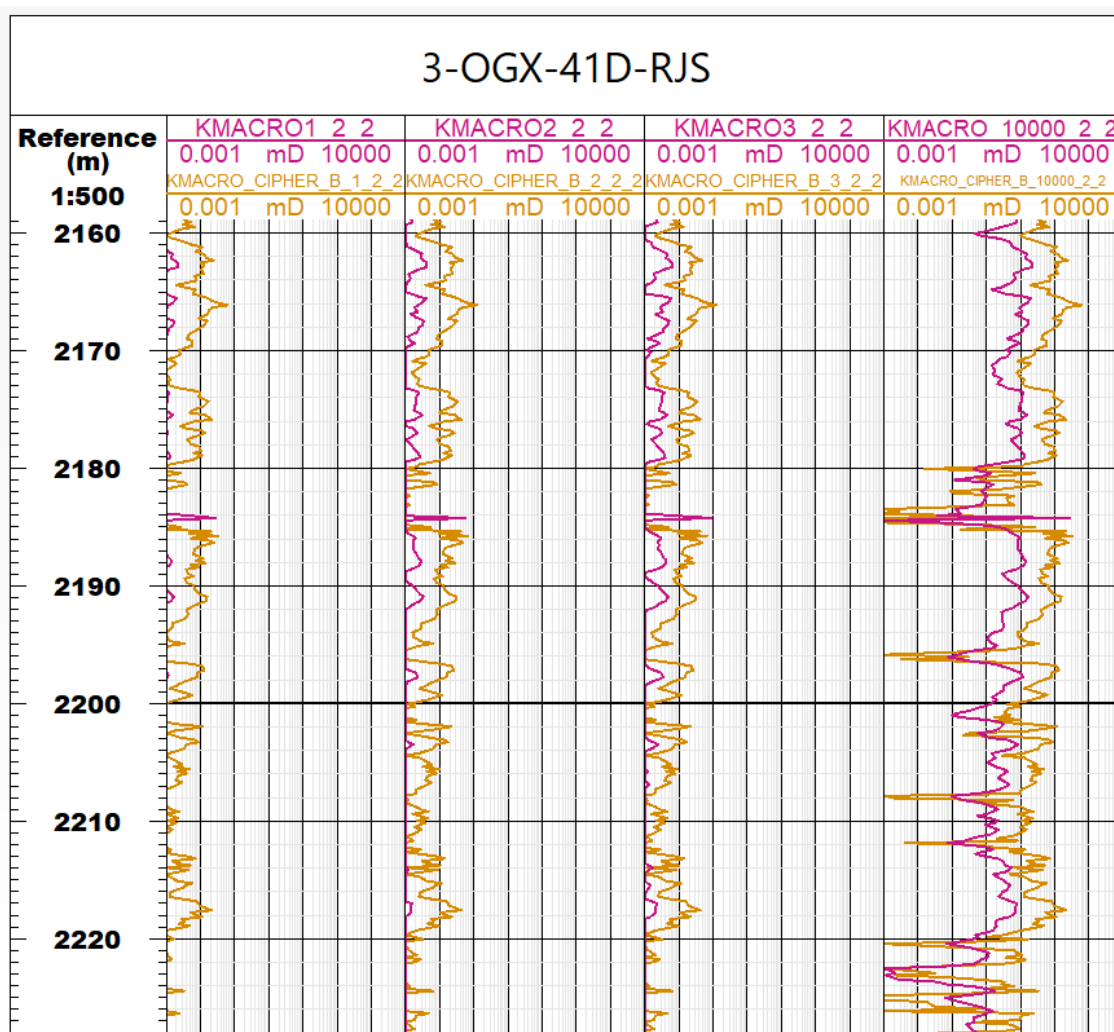


Figura 43 - Curvas de permeabilidade obtidas com a equação K_{macro} utilizando o método CIPHER (Padrão B) em amarelo e curvas de permeabilidade obtidas com a equação K_{macro} utilizando o método T_2 Cutoff em rosa para o poço 3-OGX-41D-RJS. Da esquerda para a direita, estão as curvas com o parâmetro A igual a 1, 2, 3 e 10.000.

Tabela 7 - Cálculos estatísticos obtidos com dados de permeabilidade de Archilha (2013) (primeira coluna) e adquirido também através das curvas de permeabilidade geradas através da equação K_{macro} (colunas seguintes) com particionamento T2 Cutoff. A coluna A=1, representa a permeabilidade obtida quando o parâmetro A é igualado a 1. Da mesma forma para as colunas A=2, A=3 e A=1000.

	KMACRO CUTOFF - 3-OGX-41D-RJS				
	ARCHILHA, 2013	A = 1	A = 2	A = 3	A = 10000
Valor mínimo (mD)	0.185	0.000	0.000	0.000	0.000
Valor máximo (mD)	602.300	0.086	0.172	0.258	860.650
Média Aritmética	60.440	0.003	0.006	0.010	32.397
Média geométrica	4.355	0.000	0.001	0.001	2.283
Mediana	2.020	0.000	0.000	0.001	2.201
Desvio Padrão	151.488	0.009	0.018	0.027	90.606

Tabela 8 - Cálculos estatísticos obtidos com dados de permeabilidade de Archilha (2013) (primeira coluna) e adquirido também através das curvas de permeabilidade geradas através da equação K_{macro} (colunas seguintes) com particionamento CIPHER. A coluna A=1, representa a permeabilidade obtida quando o parâmetro A é igualado a 1. Da mesma forma para as colunas A=2, A=3 e A=1000.

	KMACRO CIPHER - 3-OGX-41D-RJS				
	ARCHILHA, 2013	A = 1	A = 2	A = 3	A = 10000
Valor mínimo (mD)	0.185	0.000	0.000	0.000	0.000
Valor máximo (mD)	602.300	1.039	2.078	3.117	10390.360
Média Aritmética	60.440	0.021	0.042	0.063	209.039
Média geométrica	4.355	0.002	0.003	0.012	10.146
Mediana	2.020	0.001	0.002	0.003	11.129
Desvio Padrão	151.488	0.063	0.126	0.189	629.034

No entanto, para a equação de K_{MACRO} , nenhum dos três valores de A (1, 2 e 3) apontados pela literatura principal (OMAR, 2010; IQBAL, 2009; AL ARFI, S. A, 2006) apresentou resultados satisfatórios. Contudo, quando o parâmetro A é igualado a 10.000 (PAL, 2007; COUREL, 2014; MENGUAL, 2002), valor amplamente utilizado para o este parâmetro em arenitos ao se calcular permeabilidade com a equação K_{TIM} (de onde é derivada a equação K_{MACRO}), o resultado apresenta valores mais satisfatórios. Tal afirmação pode ser vista na Tabela 7 e na Tabela 8, onde os cálculos estatísticos apresentados para A = 10.000 possuem escala semelhante aos dados de Archilha (2013), tanto para o particionamento T_2 Cutoff, quando para o particionamento CIPHER.

Ao se comparar os dados obtidos com o particionamento T_2 Cutoff com aqueles obtidos pelo particionamento CIPHER, nota-se que os valores obtidos com T_2 Cutoff estão mais aproximados daqueles expostos por Archilha (2013). Isto pode ser observado, por exemplo, no valor de desvio padrão, em que o CIPHER apresenta um valor 4 vezes maior (629.034) do que aquele de dados de Archilha (2013) (151.488), enquanto o T_2 Cutoff apresenta um desvio padrão menor (90.606) e mais aproximado. Estes dados de desvio padrão comprovam a variabilidade dos dados da permeabilidade obtidos com CIPHER, os quais para o poço 3-OGX-41-RJS podem chegar a 10390.360 mD, esta que é refletida nas curvas obtidas com CIPHER, cheias de picos e baixa suavidade.

Os poços 3-OGX-35D-RJS e 3-OGX-76-RJS foram também analisados através de suas curvas e dados estatísticos, a fim de se compreender melhor o impacto do particionamento T_2 Cutoff e CIPHER. Para isto, foram geradas também 4 curvas variando o parâmetro A (1, 2, 3 e 10.000) para cada método de particionamento em cada um dos dois poços, conforme pode ser visto na Figura 43 e Figura 44. Já os cálculos estatísticos para a equação K_{MACRO} utilizando T_2 Cutoff, estão a Tabela 9 e Tabela 11, enquanto para CIPHER são correspondentes a Tabela 10 e Tabela 12.

Os dados estatísticos obtidos com os valores de permeabilidade K_{MACRO} com particionamento T_2 Cutoff (Tabela 9) e CIPHER (Tabela 10) para o poço 3-OGX-35D-RJS, apresentam o mesmo comportamento que o poço 3-OGX-41D-RJS quando se trata do valor mais adequado para o parâmetro A e ao método de particionamento que melhor retrata a permeabilidade existente. O parâmetro A, em ambos particionamentos, forneceu resultados mais aproximados quando se considerou o valor de $A = 10.000$. Isso porque, quando $A = 1, 2$ ou 3 os valores de permeabilidade estavam muito abaixo daqueles esperados, subestimando as medidas de permeabilidade. Contudo, ainda que considerando $A=10.000$, a permeabilidade obtida com o particionamento CIPHER não forneceu resultados satisfatórios.

Ao se comparar os dados estatísticos para o particionamento T_2 Cutoff e CIPHER, novamente os valores obtidos com particionamento T_2 Cutoff estão mais aproximados do valor desejado presente no artigo de Archilha (2013), uma vez que, diferentemente do método CIPHER, os valores médios, assim como o desvio padrão possuem a mesma escala de grandeza. Outro comportamento que pode ser visto no método CIPHER, e que é também visto no poço 3-OGX-

41D-RJS, é o valor expressivo do desvio padrão, o qual é reflexo da alta variabilidade dos valores de permeabilidade e que pode ser visto também nas curvas obtidas com CIPHER na Figura 44.

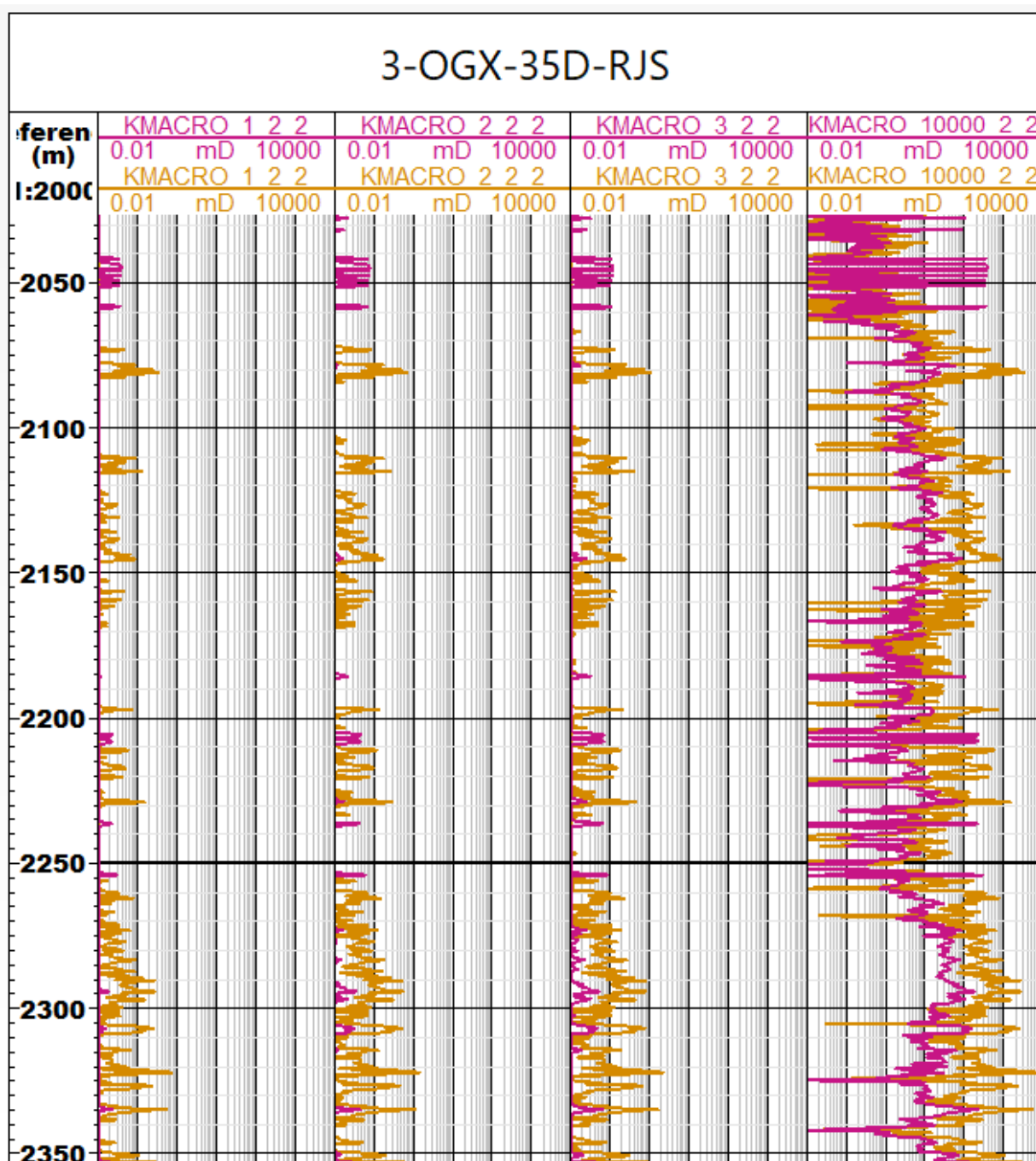


Figura 44 - Curvas de permeabilidade obtidas com a equação Kmacro utilizando o método CIPHER em amarelo e curvas de permeabilidade obtidas com a equação Kmacro utilizando o método T2 Cutoff em rosa para o poço 3-OGX-35D-RJS. Da esquerda para a direita, estão as curvas com o parâmetro A igual a 1, 2, 3 e 10.000.

Tabela 9 - Cálculos estatísticos obtidos com dados de permeabilidade de Archilha (2013) (primeira coluna) e adquirido também através das curvas de permeabilidade geradas através da equação K_{macro} (colunas seguintes) com particionamento T2 Cutoff no poço 3-OGX-35D-RJS. A coluna A=1, representa a permeabilidade obtida quando o parâmetro A é igualado a 1. Da mesma forma para as colunas A=2, A=3 e A=1000.

	KMACRO CUTOFF - 3-OGX-35D-RJS				
	ARCHILHA, 2013	A = 1	A = 2	A = 3	A = 10000
Valor mínimo	0.185	0.000	0.000	0.000	0.000
Valor máximo	602.300	0.135	0.269	0.404	1346.327
Média Aritmética	60.440	0.008	0.015	0.023	75.461
Média geométrica	4.355	0.002	0.001	0.001	2.515
Mediana	2.020	0.001	0.001	0.002	6.611
Desvio Padrão	151.488	0.016	0.032	0.049	161.977

Tabela 10 - Cálculos estatísticos obtidos com dados de permeabilidade de Archilha (2013) (primeira coluna) e adquirido também através das curvas de permeabilidade geradas através da equação K_{macro} (colunas seguintes) com particionamento CIPHER no poço 3-OGX-35D-RJS. A coluna A=1, representa a permeabilidade obtida quando o parâmetro A é igualado a 1. Da mesma forma para as colunas A=2, A=3 e A=1000.

	KMACRO CIPHER - 3-OGX-35D-RJS				
	ARCHILHA, 2013	A = 1	A = 2	A = 3	A = 10000
Valor mínimo	0.185	0.000	0.000	0.000	0.000
Valor máximo	602.300	3.735	7.471	11.206	37352.670
Média Aritmética	60.440	0.026	0.051	0.077	255.836
Média geométrica	4.355	0.000	0.000	0.000	0.008
Mediana	2.020	0.001	0.001	0.002	6.349
Desvio Padrão	151.488	0.175	0.351	0.526	1754.045

Para o poço 3-OGX-76-RJS, os cálculos estatísticos realizados com os dados de permeabilidade K_{MACRO} obtidos com particionamento T_2 Cutoff e CIPHER foram dispostos na Tabela 11 e Tabela 12. Contudo, a partir da análise destas tabelas, é possível afirmar que nenhum dos dois métodos forneceu valores de permeabilidade satisfatórios (valores semelhantes aos de Archilha (2013)), independentemente do valor definido para o parâmetro A (1, 2, 3 ou 10.00). Os valores obtidos com T_2 Cutoff são mais próximos daqueles desejados, porém ainda assim são insatisfatórios. Os resultados obtidos com CIPHER são ainda mais inadequados.

A alta variabilidade é evidenciada pelo perfil de CIPHER que pode ser visto na Figura 45, curva que apresenta uma série de picos. A curva de K_{MACRO} que foi calculada com base no particionamento CIPHER, apresenta um comportamento visual ainda mais brusco, ratificando a

afirmação citada anteriormente de que este método de particionamento afeta fortemente a suavidade das curvas. Este comportamento das curvas, em que não existe uma tendência suave, mas sim de uma série de picos, pode ser estatisticamente explicada devido ao alto desvio padrão apresentado nos valores de permeabilidade do poço 3-OGX-76-RJS (Tabela 6, Tabela 11 e Tabela 12). Como pode ser visto, por exemplo, no valor do desvio padrão que atinge aproximadamente 155224, enquanto o valor de referência é de 151,5.

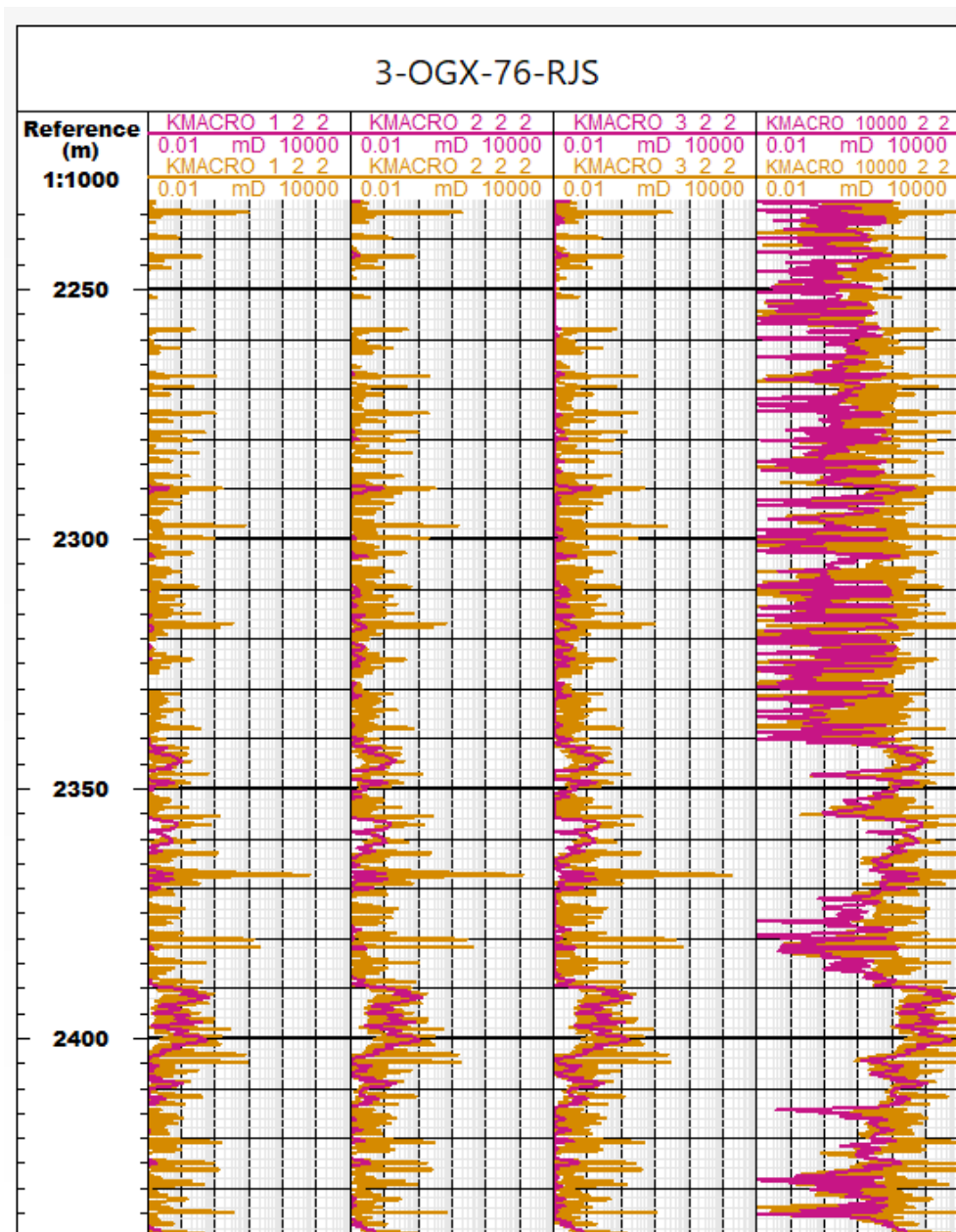


Figura 45 - Curvas de permeabilidade obtidas com a equação Kmacro utilizando o método CIPHER em amarelo e curvas de permeabilidade obtidas com a equação Kmacro utilizando o método T2 Cutoff em rosa para o poço 3-OGX-76-RJS. Da esquerda para a direita, estão as curvas com o parâmetro A igual a 1, 2, 3 e 10.000

Tabela 11 - Cálculos estatísticos obtidos com dados de permeabilidade de Archilha (2013) (primeira coluna) e adquirido também através das curvas de permeabilidade geradas através da equação Kmacro (colunas seguintes) com particionamento T2 Cutoff no poço 3-OGX-76-RJS. A coluna A=1, representa a permeabilidade obtida quando o parâmetro A é igualado a 1. Da mesma forma para as colunas A=2, A=3 e A=1000.

	KMACRO CUTOFF - 3-OGX-76-RJS				
	ARCHILHA, 2013	A = 1	A = 2	A = 3	A = 10000
Valor mínimo	0.185	0.000	0.000	0.000	0.000
Valor máximo	602.300	1.661	3.323	4.984	16612.660
Média Aritmética	60.440	0.021	0.042	0.063	210.900
Média geométrica	4.355	0.003	0.006	0.003	9.545
Mediana	2.020	0.002	0.003	0.005	16.441
Desvio Padrão	151.488	0.092	0.183	0.275	917.393

Tabela 12 - Cálculos estatísticos obtidos com dados de permeabilidade de Archilha (2013) (primeira coluna) e adquirido também através das curvas de permeabilidade geradas através da equação Kmacro (colunas seguintes) com particionamento CIPHER no poço 3-OGX-76-RJS. A coluna A=1, representa a permeabilidade obtida quando o parâmetro A é igualado a 1. Da mesma forma para as colunas A=2, A=3 e A=1000.

	KMACRO CIPHER - 3-OGX-76-RJS				
	ARCHILHA, 2013	A = 1	A = 2	A = 3	A = 10000
Valor mínimo	0.185	0.000	0.000	0.000	0.000
Valor máximo	602.300	603.045	1206.090	1809.135	6030452.000
Média Aritmética	60.440	0.572	1.144	1.716	5720.894
Média geométrica	4.355	0.011	0.021	0.012	35.851
Mediana	2.020	0.006	0.012	0.018	58.368
Desvio Padrão	151.488	15.522	31.045	46.567	155223.997

A equação de K_{MACRO} é aplicada quando há um número elevado de macroporos, uma vez que a equação K_{SDR} não possui muita sensibilidade para identificar estas feições, pois a equação de K_{SDR} não leva em conta o particionamento, e conseqüentemente, o volume de macroporos. Logo, espera-se que em rochas com maior número de macroporos a permeabilidade seja potencializada ao ser calculada com a equação de K_{MACRO} . Ou seja, se o particionamento realizado valorizar o volume de macroporos em relação a outras categorias, tal como é feito pelo CIPHER, esta modificação será refletida nos valores de permeabilidade. Este efeito é visto em todos os poços, uma vez que as curvas de permeabilidade K_{MACRO} obtidas com CIPHER possuem diversos intervalos nos quais apresentam valores maiores do que as curvas obtidas com T_2 Cutoff. (Figura 43, Figura 44 e Figura 45)

Portanto, os poços 3-OGX-41D-RJS e 3-OGX-35D-RJS forneceram valores satisfatórios quando utilizando $C = 4$ na equação K_{SDR} e $A = 10.000$ na equação K_{MACRO} . A ocorrência de $A = 10.000$ como o melhor ajuste pode ser justificada pelas rochas analisadas serem compostas majoritariamente por porosidade intrapartícula, conforme ocorre na litologia descrita por Archilha (2013), contudo apenas através de análises das lâminas das rochas destes poços seria possível confirmar tal afirmativa. O poço 7-OGX-76-RJS, no entanto, não obteve resultados satisfatórios com nenhum dos ajustes aplicados, o que pode ser justificado por uma má aquisição dos dados de poço, ou pela heterogeneidade das rochas carbonáticas e sua variação lateral ao longo do poço.

5.5 Relações entre litologia, particionamento e permeabilidade

O poço 3-OGX-41D-RJS corresponde ao único dos três poços que possui dados de perfil de espectroscopia de captura elementar, dados que podem ser úteis para a identificação da litologia do poço. Como os outros dois poços, 3-OGX-35D-RJS e 3-OGX-76-RJS, estão na mesma região este perfil será analisado e as informações obtidas a partir deste serão levadas em consideração na análise litológica geral dos três poços.

No topo do poço, entre 2050m e 2070m há uma quantidade expressiva de sedimentos siliciclásticos, como pode ser visto na Figura 46. Essa feição reflete também na distribuição de T2 e consequentemente nos particionamentos da porosidade e na curva de permeabilidade. É possível observar que este intervalo é representado por alto volume de microporos, possivelmente relacionado ao volume de folhelho, ou até pelo preenchimento de poros por argilas. Tal feição reflete nas curvas de permeabilidade com valores consideravelmente menores, quando comparados ao restante do poço. O restante do poço é dominado por rochas carbonáticas que, apesar da homogeneidade mineralógica, apresenta heterogeneidades em sua composição. Tal efeito pode ser visto pelas variações na porosidade, permeabilidade e distribuição de tamanhos de poros.

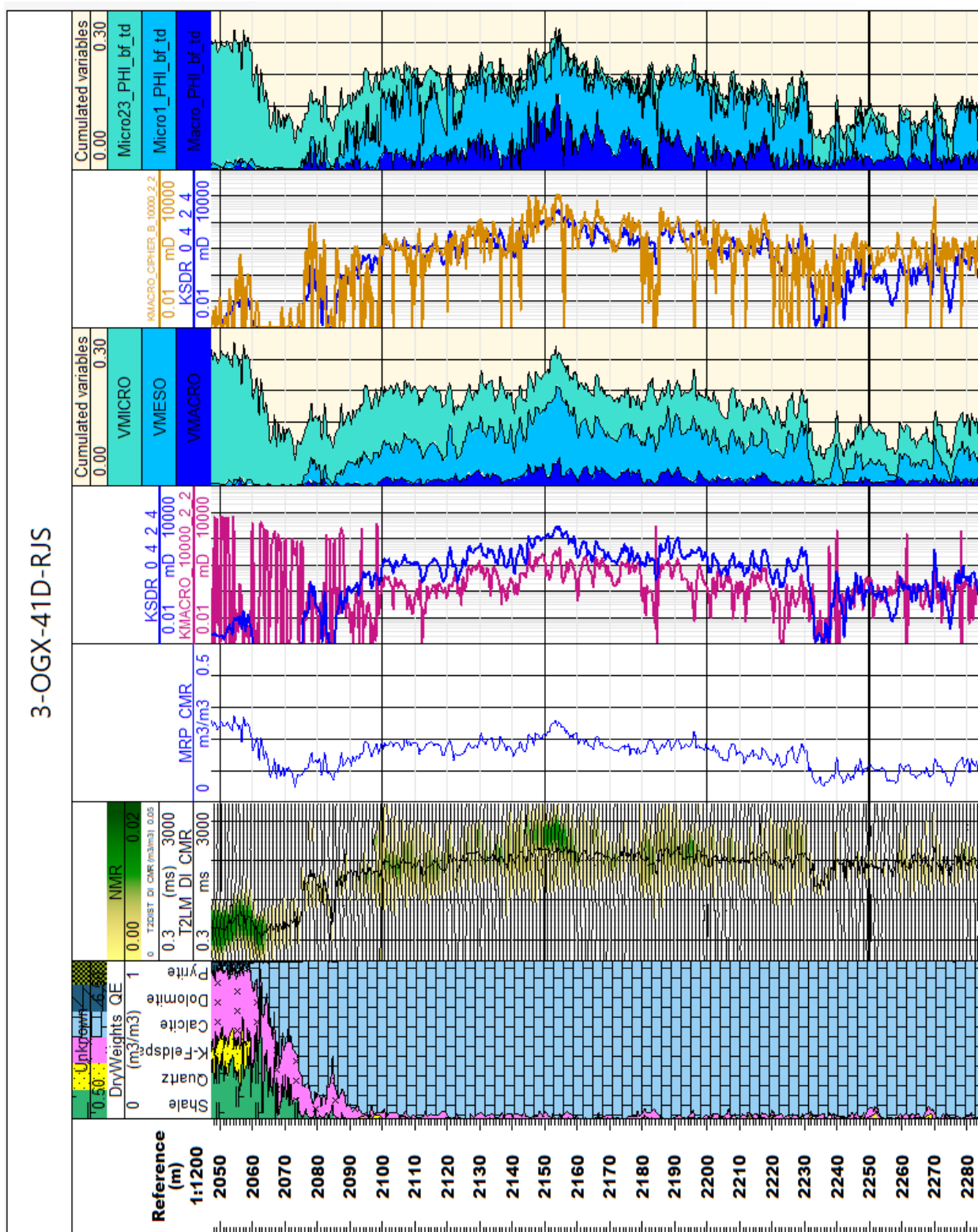


Figura 46 - ELAN, Curva de distribuição de T2, porosidade, permeabilidades e volumes de micro, meso e macroporos.

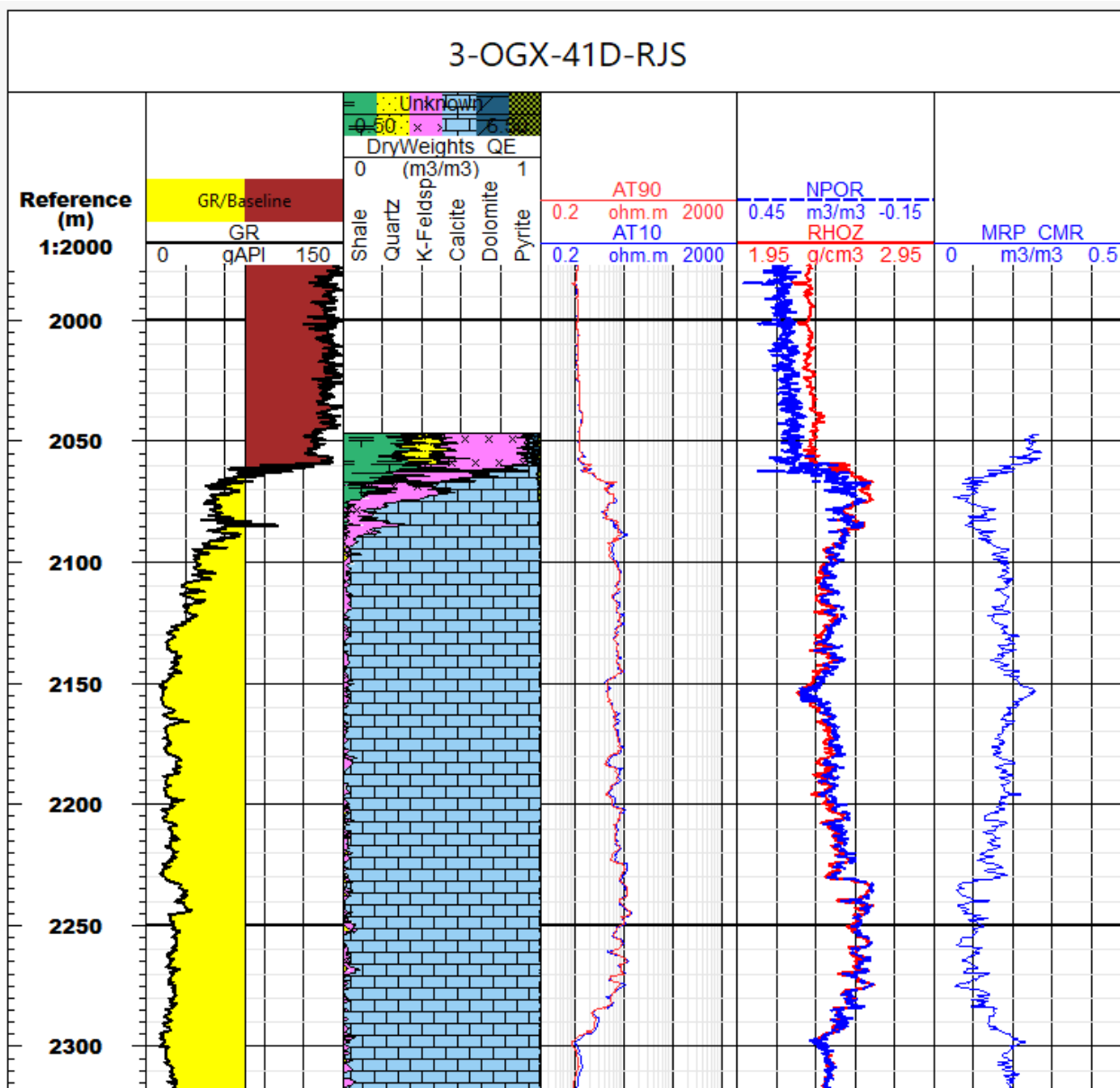


Figura 47 - Respectivamente: perfil de Raios Gama; ELAN; resistividades rasa e profunda; porosidade neutrão e densidade; e perfil de porosidade RMN

Ao se analisar a Figura 47 onde os perfis de porosidade, resistividade, ELAN e Raios Gama estão correlacionados, a partir da profundidade 2050m é possível se constatar a presença de variações litológicas. O alto valor na curva de raios gama que vai de 1900m até por volta de 2060m (Figura 47), sugere a presença de argilominerais neste intervalo. O perfil de ELAN reforça esta afirmativa, uma vez que no topo deste perfil há indicativo de folhelhos e neste mesmo intervalo o perfil de Raios Gama apresenta valores elevados. Contudo, a partir da profundidade de 2060m uma

mudança litológica é evidenciada em ambos perfis. Há uma queda nos valores de raios gama e o perfil de ELAN passa a identificar a presença de calcita. Juntamente com estas variações, ocorre um aumento na porosidade, este que está diretamente relacionado com estas mudanças litológicas.

A partir de 2070m há um aumento progressivo na porosidade, chegando a valores de até 25%, considerados ótimos valores de porosidade para um reservatório. Nesta profundidade, ocorre também um aumento considerável na resistividade, este que pode estar relacionado a presença de hidrocarbonetos. Além disso, como já discutido anteriormente, sabe-se que a partir desta profundidade há também uma predominância de rochas carbonáticas, estas que são características do reservatório do Campo de Tubarão Martelo. Portanto, a partir destas afirmações é possível se sugerir que o intervalo entre 2070m e 2270m seja onde se encontra o reservatório do poço 3-OGX-41D-RJS.

6. CONCLUSÕES

As análises das curvas de particionamento de porosidade, T_2 Cutoff e CIPHER, para os poços 3-OGX-41D-RJS, 3-OGX-76-RJS e 3-OGX-35D-RJS realizadas com dados de Ressonância Magnética Nuclear permitiu constatar o impacto destas manipulações nos resultados de permeabilidade obtida com a equação K_{MACRO} . O particionamento CIPHER, assim como o esperado, resultou no aumento do volume de macroporos nos três poços, quando comparado ao método T_2 Cutoff. Tal valorização, influenciou os valores de permeabilidade, fazendo com que todos os poços apresentassem valores de permeabilidade superiores para CIPHER daqueles encontrados com o método T_2 Cutoff.

No entanto, através de análises de dados estatísticos obtidos com a permeabilidade resultante de ambos métodos de particionamento, o CIPHER não apresentou resultados satisfatórios em nenhum dos poços. Isso porque, as médias de permeabilidade apresentaram valores muito maiores do que aqueles esperados – dados apresentados no artigo de Archilha (2013). Os poços 3-OGX-41D-RJS e 3-OGX-35D-RJS apresentaram boas estimativas de permeabilidade quando a porosidade foi particionada pelo método T_2 Cutoff, porém valores acima do esperado quando utilizado o método CIPHER. Diferentemente, para o poço 3-OGX-76-RJS, nenhum dos dois métodos apresentou resultados satisfatórios, mas ainda assim os resultados apresentados pelo particionamento T_2 Cutoff foi mais aproximado.

Outro fator discutido neste trabalho e que influencia na obtenção de valores precisos de permeabilidade, são as constantes relacionadas as equações K_{SDR} e K_{MACRO} . Tanto constantes que afetam linearmente a equação, como parâmetro A de K_{MACRO} , como constantes relacionadas exponencialmente a alguma variável da equação, como o parâmetro C de K_{SDR} , proporcionam variações consideráveis nos resultados de permeabilidade. Variações unitárias no expoente C da equação K_{SDR} proporcionam alterações na escala de grandeza da permeabilidade final em até três vezes. Diferentemente, o parâmetro A da equação K_{MACRO} não expressa grandes variações quando se efetuam mudanças unitárias, porém com valores maiores podem alterar o resultado. A intensidade de cada alteração, neste caso, está relacionada com o posicionamento de cada constante na equação e não com a equação em si.

Conclui-se que o método T_2 Cutoff ofereceu os melhores resultados para o cálculo de permeabilidade utilizando a equação K_{MACRO} , portanto é o método de particionamento mais

adequado para estes poços. Isso porque o particionamento CIPHER resulta em uma valorização no volume de macroporosidade, fornecendo valores de permeabilidade superestimados. Além disso, por ser um método com ajuste manual, o CIPHER tende a fornecer respostas variadas para pequenas modificações no ajuste de gaussianas, diminuindo a confiabilidade do método. A ineficácia do método CIPHER para estes poços pode também sugerir a baixa proporção ou até inexistência de macroporos nas litologias investigadas. Adicionalmente, conclui-se que além dos métodos de particionamento, a variação nos parâmetros das equações K_{SDR} e K_{MACRO} influenciam de maneira a subestimar ou superestimar os valores finais de permeabilidade. Contudo, dependendo do posicionamento da constante dentro da equação, os efeitos podem ser potencializados.

7. BIBLIOGRAFIA

1. AL ARFI, S. A., HELIOT, D., LI, J., ZHAN, X., & ALLEN, D. (2006). A New Porosity Partitioning-Based Methodology for Permeability and Texture Analysis in Abu Dhabi Carbonates. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/101176-MS
2. AL JA'AIDI, O.; GEORGE, B.; ABOUSRAFA, E; DE ALMEIDA NETTO, S.L.; AL-ALI, M.A.; BLIEFNICK, D; REEDER, S; BOYD, A; SHOMAN, A.M.; FOTOH, A; MATTER, WAEL; ACERO-ALLARD, D; ZHAO, W; NASR, R; MCCORMICK, D.S.. (2015). A Multi-Disciplinary Approach to Characterize Microporosity Impact on Arab D Reservoir, a Case Study from the Bul Hanine Field, Qatar. 10.2523/IPTC-18501-MS.
3. ANP, 2016. Plano de Desenvolvimento aprovado - Tubarão Martelo. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.
4. ARCHILHA, N., MISSÁGIA, R., DE CEIA, M., NETO, I. L., DE CASTRO, L., & DE SOUZA, F. (2013). Petrophysical, Mineralogical and P Wave Velocity Characterization of Albian Carbonates From Campos Basin, Brazil. Society of Exploration Geophysicists.
5. BORRE, M. K., & COFFEY, B. P. (2014). Multi-stage Cleaning for Routine Core Analysis in Heavy Oil-bearing Carbonates, Campos Basin, Brazil. Society of Petroleum Engineers.
6. BOYD, A., SOUZA, A., CARNEIRO, G., MACHADO, V., TREVIZAN, W., SANTOS, B., BERTOLINI, A. (2015). Presalt Carbonate Evaluation for Santos Basin, Offshore Brazil. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
7. BURYAKOVSKY, L.; CHILINGAR, G. V.; RIEKE, H. H.; SHIN, S., 2012 Fundamentals of the Petrophysics of Oil and Gas Reservoirs.
8. CARNEIRO, G., SOUZA, A., BOYD, A., SCHWARTZ, L., SONG, Y.-Q., AZEREDO, R., MACHADO, V. (2014). Evaluating Pore Space Connectivity by NMR Diffusive Coupling. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
9. CARNEIRO, G. F. (2012) Estudo de Emulsões de Petróleos Brasileiros por Ressonância Magnética Nuclear (RMN) de Baixo Campo Bidimensional – Dissertação de Mestrado em Química.
10. CARRASQUILLA, A., & FILHO, N. P. F. (2014). Petrophysical Evaluation of a Carbonate Reservoir in Campos Basin - Southeastern Brazil. Society of Exploration Geophysicists.
11. CLERKE, E. A., ALLEN, D. F., CRARY, S. C., SRIVASTAVA, A., RAMAMOORTHY, R., SALDUNGARAY, P., BORDAKOV, G. (2014). Wireline Spectral Porosity Analysis

of the Arab Limestone—From Rosetta Stone to Cipher. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.

12. COATES, G. R.; XIAO, L., PRAMMER M. G. (1999) NMR Logging Principles and Applications.
13. COUREL, R., CARTWRIGHT, T., HERRIES, R., GOK, I. M., & MILLOT, P. (2014). Identifying and Assessing Productivity in CO₂ Bearing Gas Zones Using Wireline Logging and Testing Data. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/24813-MS
14. DARLING, T. (2005) Well Logging and Formation Evaluation.
15. DIAS, J.L; SCARTON, J.C., GUARDADO, L.R., ESTEVES, F.R., CARMINATTI, M. 1990. Aspectos da Evolução Tectono-Sedimentar e a Ocorrência de Hidrocarbonetos na Bacia de Campos. Raja Gabaglia, G.P., Milani, E.J. Origem e evolução de bacias sedimentares. Rio de Janeiro: Petrobras/ SEDES/CEN-SUD, p.333-360.
16. DUNN, K.-J; D. BERGMAN, J; G. LATORRACA, A. (2002). Nuclear Magnetic Resonance Petrophysical and Logging Application.
17. EVENICK, J. (2002) Introduction to Well Logs and Subsurface Maps
18. GUARDADO, L.R. & SPADINI, A.R. & BRANDÃO, J.S.L. & MELLO, M.R.. (2000). Petroleum system of the Campos Basin, Brazil. AAPG Memoir. 73. 317-324.
19. GUARDADO, L.R., GAMBOA, L.A.P., LUCCHESI, C.F., (1989). Petroleum Geology of Campos Basin, Brazil. A model for producing atlantic type basin. Edwards, J.D.; Santagrossi, P.A. Divergent/ Passive Margins Basins. AAPG Memoir, 48.
20. HYNE, M. (2001) Nontechnical Guide to Petroleum Geology Exploration Drilling and Production. (2nd Edition) Penn Well Corporation, Oklahoma.
21. IQBAL, A., ZAHEDI, A., LI, B., RAMPURAWALA, M. A., GOK, I. M., MEDDAUGH, W., NAQI, M. (2009). Characterization of Complex Carbonate Heavy Oil Reservoir Undergoing Steam Injection - a Case Study. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/120423-MS
22. MACHADO, V.; RAMOS, P.; NETTO, P.; AZEREDO, R.; BOYD, A.; SOUZA, A.; ZIELINSKI, L.; JUNK, E. (2012). Carbonate Petrophysics in Wells Drilled with Oil-Based Mud. PETROPHYSICS. 53. 285-292.
23. MARZOUK, I., TAKEZAKI, H., & SUZUKI, M. (1998). New Classification of Carbonate Rocks for Reservoir Characterization. Society of Petroleum Engineers.

24. MAZZOLA, A. A. (2009) *Princípios Físicos da Ressonância Magnética*
25. MCKENZIE, R.P. 1978. Some Remarks on the Development of Sedimentary Basins. *Earth and Planetary Science Letters*, 40: 25-32.
26. MENGUAL, J.-F., SALDUNGARAY, P., ARTOLA, P., & RIANO, J. M. (2002). Reducing Completion Costs and Enhancing Productivity Using Nuclear Magnetic Resonance Logs and Formation Tester Data. *Society of Petroleum Engineers*.
27. OMAR, M. H., BOUYABES, A. N., CHEONG, B. C., & RAMPURAWALA, M. A. (2010). Improved Technique for Wireline Oil Sampling of a Tight Carbonate Reservoir in the Partitioned Neutral Zone (Kuwait/Saudi Arabia): A Case Study. *Society of Petroleum Engineers*.
28. PAL, A., SETH, K., GURU, U. K., TIWARI, R. R., & DASGUPTA, D. (2007). Porosity partitioning and flow unit characterization from an integration of magnetic resonance and borehole image measurements. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/105014-MS
29. PAL, A., SETH, K., GURU, U. K., TIWARI, R. R., & DASGUPTA, D. (2007). Porosity partitioning and flow unit characterization from an integration of magnetic resonance and borehole image measurements. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/105014-MS
30. ROYDEN, L. & KEEN, C.E. (1980). Rifting Processes and Thermal Evolution of the Continental Margin of Eastern Canada Determined from Subsidence Curves. *Earth & Planetary Science Letters*, 51: 343-361.
31. SOUZA, A. A. (2012). Estudo de propriedades petrofísicas de rochas sedimentares por Ressonância Magnética Nuclear
32. SUMÁRIO EXECUTIVO EXTERNO DO CAMPO DE TUBARÃO MARTELO (2013)- Contrato 48610.001367/2008-54. Plano de Desenvolvimento aprovado na Reunião de Diretoria nº 714 de 13/06/2013,—Resolução de Diretoria nº 579/2013
33. TIAB, D.; DONALDSON, E. C., (2012). *Petrophysics: Theory and Practice of measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. 3rd edition.
34. TUCKER, M. E., (2013). *Sedimentary Petrology: An Introduction to the Origin of Sedimentary Rocks*. 3rd edition.
35. WINTER, W. R.; JAHNERT, R. J.; FRANÇA, A. B. (2007). Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 15, p. 511-529.